

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИН,          ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА          НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.276.53:621.67-83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Гордымов Владимир Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Гордымов Владимир Сергеевич

Тема работы:

Оптимизация технологических параметров работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов на нефтяном месторождении «Х» (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-32/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Применение оптимизации технологических режимов работы скважин механизированного фонда. Анализ работы фонда скважин, работающих в режиме АПВ. Анализ часто ремонтируемого фонда скважин. Оптимизация работы скважин, у которых УЭЦН работает на номинальной производительности, но с высоким динамическим уровнем. Оптимизация работы фонда часто останавливающихся скважин. Основные программы мониторинга фонда скважин и подбора погружного оборудования. Рекомендации по повышению

	эффективности работы фонда скважин «Х» месторождения.
--	---

### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Характеристика текущего состояния разработки	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Особенности и эффективность эксплуатации механизированного фонда скважин «Х» месторождения	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Выводы и рекомендации по выбору оптимальных технологических параметров работы скважин	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

### Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Характеристика текущего состояния разработки
Особенности и эффективность эксплуатации механизированного фонда скважин «Х» месторождения
Выводы и рекомендации по выбору оптимальных технологических параметров работы скважин
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.04.2021
--	------------

### Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		21.04.2021
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			21.04.2021

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Гордымов Владимир Сергеевич		21.04.2021

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества

**ПЭД** – подземный электродвигатель

**МРП** – межремонтный период

**СНО** – средняя наработка на отказ

**ННО** – наработка на отказ

**КВЧ** – количество взвешенных частиц

**ТКРС** – текущий капитальный ремонт скважины

**ПРС** – подземный ремонт скважин

**СПО** – спускоподъемные операции

**КИН** – Коэффициент извлечения нефти

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**ГОСТ** – государственный стандарт

**ППД** – поддержание пластового давления

**ЧРФ** – часто ремонтируемый фонд

**НИЗ** – начальные извлекаемые запасы

**КВД** – кривая восстановления давления

**КПД** – кривая падения давления

**КСД** – кривая стабилизации давления

**ГВК** – газоводяной контакт

**УНГ** – установка нагнетания газа

**ГДИС** – гидродинамические исследования

**ЧОС** – часто останавливающиеся скважины

**АПВ** – автоматическое повторное включение

**ТМС** – термо-манометрическая система

**ПГИ** – подземные геофизические исследования

**УПН** – установка подготовки нефти

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 страниц, в том числе 10 рисунков, 23 таблицы. Список литературы включает 25 источников.

Ключевые слова: ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ДОБЫЧА, СКВАЖИНА, ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ЧАСТОТЫ, УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА.

Объектом исследования являются технологические параметры работы скважин.

Цель исследования – анализ оптимизации технологических параметров работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.

В процессе исследования были подробно рассмотрены параметры применения оптимизации технологических режимов работы скважин механизированного фонда, а также перспективы по применению более совершенных методов по подбору оптимальных технологических параметров. Проанализированы современные технологии по подбору оптимальных технологических параметров работы скважин. Были даны рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин «Х» месторождения.

В результате исследования выявлен положительный эффект от подбора оптимальных технологических параметров. С помощью подбора оптимальных технологических параметров можно увеличить количество добываемой жидкости.

Область применения: добывающие скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет оптимизации скважины путем смены УЭЦН.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>9</b>
<b>1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х».....</b>	<b>10</b>
1.1 Анализ текущего состояния разработки .....	10
1.2 Анализ результатов исследований скважин и пластов .....	14
1.3 Свойства и состав пластовых флюидов .....	17
<b>2 ОСОБЕННОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН «Х» МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....</b>	<b>23</b>
2.1 Механизированная добыча .....	23
2.2 Осложнения при эксплуатации скважин и методы борьбы с ними .....	25
2.3 Анализ преждевременных отказов установок электроцентробежных насосов.....	38
2.4 Показатели эффективности работы скважинного оборудования на «Х» месторождении .....	44
2.5 Мероприятия по повышению эффективности работы фонда скважин.....	47
<b>3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИН.....</b>	<b>53</b>
3.1 Применение оптимизации технологических режимов работы скважин механизированного фонда .....	53
3.2 Основные программы мониторинга фонда скважин и подбора погружного оборудования .....	61
3.3 Рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин «Х» месторождения .....	63
<b>4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....</b>	<b>68</b>
4.1 Планирование проведения работ по спуску установки электроцентробежного насоса .....	68
4.2 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия .....	70
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта .....	77
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>88</b>
5.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования .....	88
5.2 Экологическая безопасность .....	99
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	102

<b>5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....</b>	<b>103</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>105</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>107</b>



## ВВЕДЕНИЕ

Оптимизация технологических режимов эксплуатации добывающих скважин, включающая, наряду с созданием благоприятных условий для притока нефти из пласта в скважины (работа с около скважинными зонами пластов), выбор скважинного оборудования и установление режима его работы в соответствии с продуктивными характеристиками скважин и другими факторами, создает необходимые условия для улучшения всех технико-экономических показателей нефтедобычи. Например, уменьшение глубины подвески насосов в скважинах до оптимальных значений приводит к уменьшению частоты подземных ремонтов, увеличению МРП и к снижению стоимости одного ремонта.

Без проведения анализа и оптимизации технологических режимов работы механизированных скважин применение качественного, в том числе импортного, насосного оборудования может не приводить к повышению технико-экономических показателей. Высокое качество оборудования и, соответственно его более высокая стоимость еще не обеспечивают соответствующий уровень технико-экономических показателей эксплуатации скважин, необходимо создание наиболее благоприятных условий для применения оборудования, что может быть реализовано при системном проведении анализа и оптимизации технологических режимов работы скважин и скважинного оборудования.

Актуальность данной работы: анализ оптимальных технологических параметров работы скважин, оборудованных УЭЦН.

Целью выпускной квалификационной работы является определение критериев эффективности подбора оптимальных технологических параметров работы скважин, в различных геологических условиях на месторождении «Х».

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить оптимальные технологические параметры работы скважин;
2. Рассмотреть современные технологии, которые позволяют подобрать технологические параметры работы скважин, что приведет к увеличению производительности УЭЦН.

# 1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»

## 1.1 Анализ текущего состояния разработки

В соответствии с решениями проектного документа по разработке на «Х» месторождении выделено два эксплуатационных объектов. Нефтяной объект Ю1, включающий залежи пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> и газовый Ю<sub>1</sub><sup>2-3</sup>, содержащий залежи одноименных пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

### *Нефтяной объект Ю<sub>1</sub>*

Эксплуатация нефтяного объекта была начата в конце 2006 г. вводом трех нефтяных добывающих скважин. Скважины работали безводной нефтью с дебитом 28,9 т/сут. В течение 2007 года в действующий нефтяной фонд прибыло еще четыре скважины из бурения, при этом средний дебит нефти по скважинам снизился до 16,5 т/сут, в продукции появилась вода (6,4%). Скважины вводились в эксплуатацию без проведения ГРП.

В течение 2008 года было введено из бурения девять добывающих скважин. Дебит жидкости вырос по сравнению с 2007 годом до 25,3 т/сут, что, прежде всего, связано с проведением на скважинах ГРП, как наиболее эффективного метода интенсификации для низкопроницаемых коллекторов. В 2009 г. годовая добыча жидкости составила 34,1 тыс.т, свободного газа – 0,6 млн. м<sup>3</sup>, конденсата – 0,4 тыс.т. Среднегодовая обводненность продукции нефтяных скважин составила 29,2%. Закачка воды в пласты не осуществлялась. Добыча нефти по новым скважинам 2009г. не компенсировала падение добычи из переходящих скважин. В отсутствие системы поддержания пластового давления дебиты жидкости и нефти по добывающим скважинам стали снижаться.

В течение 2010-2011гг. в разработку новые скважины не вводились. Средние дебиты скважин по жидкости и по нефти выросли значительно: по жидкости в 2,5 раза, по нефти почти в два раза. Прежде всего, это связано с проведением пяти операций ГРП на базовом фонде. Однако вместе с этим резко возросла обводненность добываемой продукции с 29 до 45%. Положительным моментом стала организация системы ППД на месторождении: в 2010 году под закачку была переведена одна

скважина. Бурение скважин в этот период было временно приостановлено как по организационным причинам (смена недропользователя), так и в связи с высокими геологическими рисками: неподтверждением толщин, наличием тектонических нарушений и изменчивостью коллекторов вплоть до полного замещения. В 2010-2011 г. была выполнена 3D-сейсмика, что позволило уточнить геологическую модель и возобновить бурение в 2012 г. с меньшими рисками.

В 2012 году на объекте бурение скважин было продолжено: в течение года в эксплуатацию было введено семь новых скважин. Новыми скважинами добыто 9,4 тыс.т нефти, жидкости – 58,9 тыс.т, дебит нефти составил 18,8 т/сут, обводненность по новым скважинам составила 84 %. Среднесуточный дебит нефти всего действующего фонда составил 12,1 т/сут (по переходящему фонду более 10,4 т/сут). Высокая обводненность новых скважин обусловлена, как уже было сказано выше, прорывами воды по трещинам ГРП.

По данным лабораторных исследований газосодержание нефти составляет 94 м3/т. Средние забойные давления в добывающих скважинах составляют 9,8 МПа, изменяясь от 6,5 до 15,4 МПа. Давление насыщения равно 10,4 МПа, по скважинам, эксплуатирующимся с низкими забойными давлениями, происходит разгазирование нефти в призабойной зоне пласта. Также следует отметить, что по добывающим скважинам наблюдаются прорывы газа из нижележащих газоносных пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> по трещинам ГРП.

Для «Х» месторождения в связи с использованием ГРП для интенсификации добычи нефти характерны два осложняющих эксплуатацию скважин фактора:

- риск разрыва перемычки между нефтеносным и газоносным объектами (глинистый прослой между подошвой коллектора Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>) особенно возрастает в надгазовой зоне,

- возможность прорыва перемычки между нефтенасыщенным и водонасыщенным коллектором (подошва Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> - кровля Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>) существует по всей площади месторождения. По трещинам ГРП происходит прорыв воды и скважины преждевременно обводняются.

Для скважин месторождения был проведен анализ обводнения после запуска

скважины в работу. Все скважины «Х» месторождения подвергались операциям ГРП сразу после бурения. Анализ обводненности после запуска показал, что скважины вступают в работу с высокой (более 50%) обводнённостью. Это свидетельствует о том, что причина обводнения скважин вероятнее всего в прорывах трещин ГРП в нижележащий водонасыщенный пласт. Прежде всего, риск прорыва трещины в нижележащий пласт зависит от толщины непроницаемой глинистой перемычки.

В 84% скважин надгазовой зоны мощность перемычки Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>-Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> меньше 8 м.

Таким образом, существует большой риск прорывов газа по трещинам ГРП

По мере формирования системы разработки, динамика годовых отборов жидкости и закачки воды по мере формирования фонда имела растущий характер (Рисунок 1).

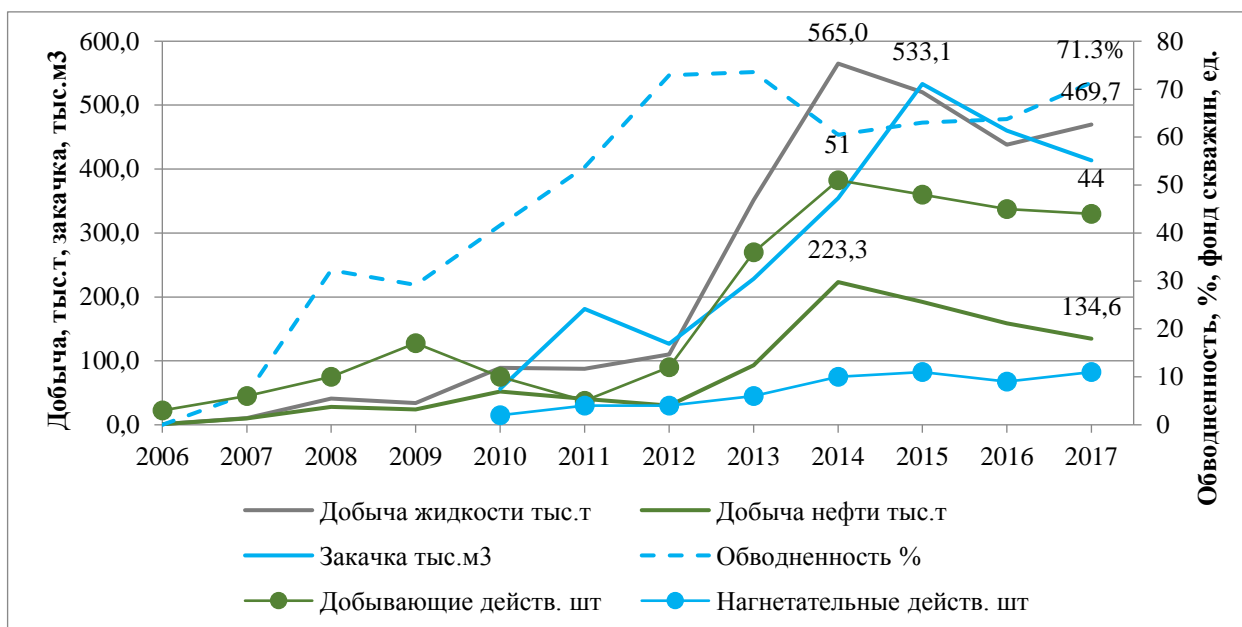


Рисунок 1 – Графики показателей разработки «Х» месторождения

Максимальный уровень добычи нефти – 223,3 тыс.т, был достигнут в 2014 г. при темпе отбора от НИЗ – 4,5%, действующем добывающем фонде – 51 ед. и обводненности продукции – 60,5% .

Максимальные уровни добычи жидкости – 565,0 тыс.т (достигнут в 2014 г.) и закачки воды – 533,1 тыс.м³.

Скважины действующего фонда эксплуатируются с дебитами по нефти – 34,3 т/сут, по жидкости – 71,6 т/сут, средняя приемистость нагнетательных скважин составила 224,3 м³/сут, текущая компенсация отбора жидкости закачкой – 98%.

Максимальны темпы отбора достигнуты в 2014 году и составляют: от НИЗ – 4,5%, от ОИЗ – 5,0%. Данный показатель коррессируется с темпом ввода новых добывающих скважин, в 2014 году действующий фонд по сравнению с 2013 годом увеличился на 15 ед. и составил 51 ед., что является максимальным за всю историю разработки.

Далее отмечается сокращение действующего фонда добывающих скважин за счет перевода части скважин под закачку воды и выводом в бездействие по различным геолого-технологическим причинам.

В 2012 г. на месторождении наметилась тенденция роста промыслового газового фактора, в среднем он составил 209 м<sup>3</sup>/т, а в отчетном 2017 году он увеличился до 365 м<sup>3</sup>/т. Следует отметить, что в расчетном 2018 году, значение газового фактора достигло 420 м<sup>3</sup>/т (Рисунок 2).

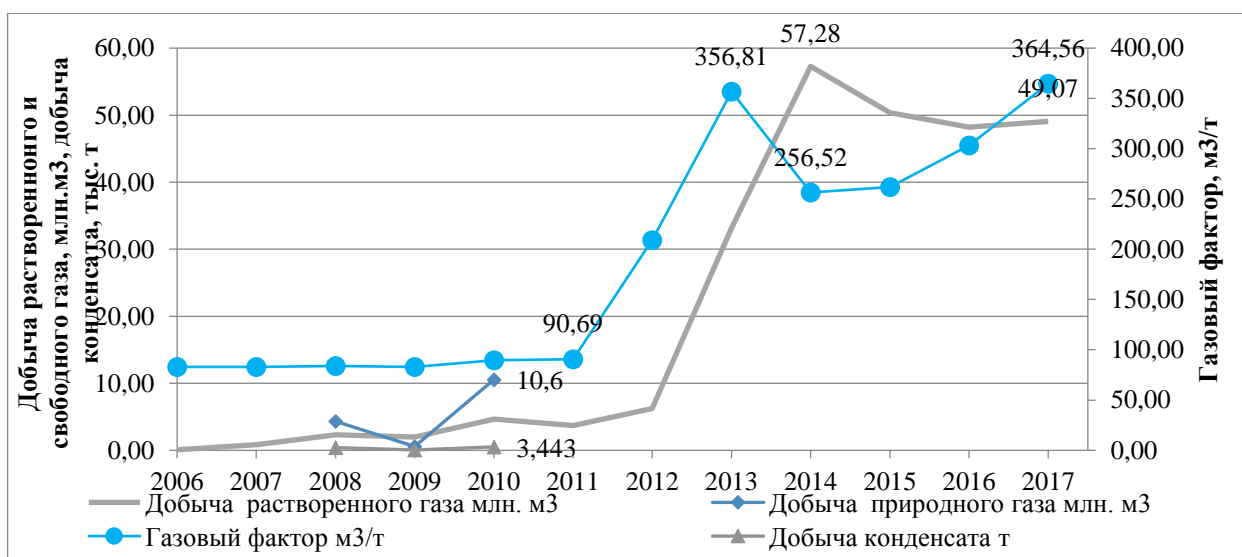


Рисунок 2 – Графики динамики промыслового газового фактора и добычи газа «Х» месторождения

Сопоставляя представленные графики, можно констатировать, что рост газового фактора, начавшийся в 2012 году, соответствует началу активного разбуривания объекта Ю<sub>1</sub>.

Отметим, что текущее энергетическое состояние объекта Ю<sub>1</sub>, не позволяет предполагать о прогрессируемом процессе разгазирования нефти в пластовых условиях. К такому массивному выделению растворенного газа могло привести катастрофическое снижение пластового давления по всей зоне отбора, но такого

снижения за всю историю разработки не наблюдается.

Принимая во внимание геологическое строение «Х» месторождения, когда нефтяные пласты залегают в непосредственной близости от нижележащих газовых, а мощность перемычки между ними незначительна, вследствие реализации проектных решений по применению на объекте Ю<sub>1</sub> технологии ГРП, произошло приобщение газовых пластов к нефтяным, разработка залежей газа объекта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> осуществляется нефтяными скважинами по трещинам ГРП.

Данный факт учтен при проведении расчетов на цифровой фильтрационной модели. Газовый и нефтяной объекты представлены в единой фильтрационной модели, в которой воспроизведены фактические технологические показатели разработки месторождения с учетом протекающего процесса фильтрации газа по трещинам ГРП в нефтяные пласты [2].

## **1.2 Анализ результатов исследований скважин и пластов**

Всего в период с 2007-2013г. на месторождении в рамках контроля выработки запасов проведено 68 исследований на объекты разработки Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup> (объединяющие все разрабатываемые пласты юры). Исследования проводились различными методами – ИД-КВД, КВД, КВУ, КПД, КСД. Выполнено 13 инструментальных замеров пластового давления.

За период 2014-2017 гг. выполнено 65 исследований по методам КВД, КПД, КСД. Проведено 10 инструментальных замеров пластового давления, а также 134 определения положения статического уровня с расчетом пластового давления.

Таким образом, за весь период разработки на скважинах месторождения проведено 133 исследования по оценке продуктивности пластов, также выполнено 23 инструментальных замера энергетического состояния залежей. В простаивающих скважинах выполняются замеры статических уровней, кроме того осуществляются замеры забойных и пластовых замеров датчиками ТМС установленных на всех добывающих скважинах месторождения.

Результаты единичных ГДИС в разведочном фонде имеют оценочный характер, информативны только в плане оценки начального пластового давления и не могут быть использованы для оценки параметров проницаемости и «скин-фактора».

Основная информативность от ГДИС на месторождении была получена уже в период пробной эксплуатации.

Наибольшее количество исследований выполнено по методике КСД в добывающих скважинах (с регистрацией давления и температуры датчиками установленными в корпусе УЭЦН) и методом КПД в нагнетательных скважинах.

В результате проведения 102 исследований этими методами продуктивность определена 101 раз, гидропроводность - 101 раз, проницаемость - 99 раз, скин фактор - 99 раз. Определение выше перечисленных параметров проводилась при интерпретации с применением КП «Saphir» и «Toraze». То есть, наблюдается высокая эффективность методов регистрации и обработки кривых давления.

Основой комплекса ПГИ в добывающих скважинах исследования являются следующие методы: локатор муфт (ЛМ) и гамма-каротаж (ГК) - для увязки замеров ПГИ с разрезом; влагометрия (ВГД), плотностеметрия (ГТП), резистивиметрия (РЕЗ) - для оценки состава притока; термометрия (ТМ), термокондуктивная дебитометрия (СТД) - для качественной оценки работы пласта; механическая расходометрия (РГД) - для количественной оценки притока. При освоении скважин выполняются серии замеров термометрии для оценки процессов в системе скважина-пласт: фоновая, при работе скважины, после остановки скважины.

В процессе разработки месторождения в 2011 – 2013 гг. проведены 4 ПГИ в 4 скважинах по уточнению глубины текущего забоя и 6 исследований в 4 скважинах по уточнению местоположения интервала перфорации объектов (пластов) разработки.

В процессе работ по опробованию продуктивных пластов промыслово-геофизические исследования выполнялись в скважине 18. Комплекс исследований включал: методы привязки к разрезу и элементам конструкции скважины (ГК, ЛМ), термометрию, механическую и термокондуктивную расходометрию, шумометрию, методы определения состава заполнителя ствола (диэлькометрическую влагометрию, гамма-гамма плотностиметрию). К сожалению, удалось выполнить лишь фоновые измерения в простаивающей скважине (в статике). В последующем работы были приостановлены из-за быстро затухающего притока, поэтому профиль

притока оценить не удалось. По результатам СТД и нестационарной термометрии в процессе нагнетания технологической жидкости от агрегата подошва интервала движения по колонне нагнетаемой жидкости фиксируется на глубине 2757 м. То есть работают все продуктивные коллектора в пределах перфорированной мощности. Перечисленные пласты по темпу восстановления естественной температуры по окончании нагнетания характеризуются примерно одинаковой удельной приемистостью. По данным термометрии возможен заколонный переток вниз, что подтверждается наличием радиогеохимических аномалий в интервалах в кровле и ниже перфорированной толщи. Интенсивность перетока незначительна.

За период 2014-2017 гг. выполнено 33 ПГИ в 11 скважинах. Целью проведения ПГИ является определение технического состояния скважин, а также запись профиля приемистости. По имеющимся заключениям, во всех скважинах признаков негерметичности эксплуатационных колонн, НКТ и межколонных пакеров не обнаружено. В большинстве скважин, при подъеме приборов РГД отмечаются затяжки, также невысокая скорость потока, которая ниже порога срабатывания прибора, в многих скважинах отмечается отсутствие зумпфа и частичное перекрытие интервалов преформации, при этом фиксируется уход закачиваемой жидкости ниже текущего забоя. В целом исследования по определению профиля приемистости малоинформативны в связи с неподготовленностью скважин к исследовательским работам.

За весь период разработки проведено 37 ПГИ. Результаты ПГИ и ГДИС указывают на тот факт, что в большинстве скважин вскрывших нефтяной объект Ю<sub>1</sub> в надгазовой зоне отмечается приток газа из нижележащих газонасыщенных пластов.

Анализ результатов исследований скважин показал, что в процессе эксплуатации  $K_{\text{прод}}$  и  $K_{\text{прием}}$  скважин снижается.

Связано это, с одной стороны, постепенным ухудшением проводимости трещин ГРП в добывающих скважинах, а с другой стороны, с низким качеством закачиваемых вод. КВЧ в добываемой продукции составляет от 40 до 228 мг/л, в закачиваемой воде варьируется в пределах 5-15 мг/л[2].



### **1.3 Свойства и состав пластовых флюидов**

#### **1.3.1 Состав и свойства нефти и растворенного газа в стандартных и пластовых условиях**

Физико-химические свойства нефти «Х» месторождения приводятся по результатам исследований глубинных и поверхностных проб.

Нефтяные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> «Х» месторождения изучены 19 поверхностными (учтены 11) и 9 глубинными пробами нефти (4 учтены), 12 (9 кондиционны) устьевыми пробами растворенного газа.

Исследование глубинных проб нефти проводилось стандартным и дифференциальным (ступенчатым) способами сепарации на лабораторной установке высокого давления УТИПН -1. Условия ступенчатой сепарации были приняты по промысловым условиям подготовки нефти на УПН: давление на I ступени 0,65 МПа, II ступени 0,38 МПа, III ступени 0,105 МПа и температура 3°С-3°С-10°С, соответственно.

Методическое обеспечение работ осуществлялось с учётом требований отраслевых стандартов ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей» и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследований. Форма представления результатов».

При определении средних значений параметров нефти продуктивных пластов проводилась отбраковка некачественных проб.

Результаты исследований учтенных проб показали, что физико-химические свойства нефти разных пластов близки между собой, что позволило принять единые характеристики для технологических расчетов.

Свойства пластовой нефти «Х» месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Свойства пластовой нефти объекта Ю<sub>1</sub>

Наименование параметра	Диапазон изменения	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	23.6-25.4	25.4
Пластовая температура, °С	86-88	88
Давление насыщения газом при пластовой температуре, МПа	9.0-10.8	10.4
Газосодержание при однократном разгазировании, м <sup>3</sup> /т	103-120.2	114.5
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, д.ед.	1.308-1.336	1.323
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	78.8-93.6	88.9
Объемный коэффициент при ступенчатом разгазировании, д.ед	1.222-1.246	1.234
Плотность нефти при пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	706-717	709
Динамическая вязкость нефти при пластовых условиях, мПа*с	0.51-0.58	0.56
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>	16.5-17.7	17.3
<i>Плотность нефтяного газа, кг/м<sup>3</sup>, при 20 °С:</i>		
- при однократном (стандартном) разгазировании	1.197-1.315	1.202
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0.915-1.017	0.918
<i>Плотность дегазированной нефти, кг/м<sup>3</sup>, при 20 °С</i>		
- при однократном (стандартном) разгазировании	825-823	824
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	808-811	809

Пластовые флюиды нефтяных пластов недонасыщены газом – давление насыщения нефти газом пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> составляет 10,4 МПа. Пластовая нефть с динамической вязкостью 0,56 мПа\*с относится к маловязким.

Физико-химическая характеристика дегазированной нефти пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>+Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>+Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> «Х» месторождения представлена по результатам исследования дегазированных глубинных и поверхностных проб в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти объекта Ю<sub>1</sub>

Наименование параметра		Количество исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
		скважин	проб		
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>		5	11	812-843	823
Вязкость динамическая, мПа/с					
при 20 °С		5	10	2.37-3.00	2.69
50 °С					
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с					
при 20 °С		5	10	2.87-4.58	3.27
50 °С		4	8	1.32-2.64	1.87
Молярная масса, г/моль		4	5	172-184	176
Температура застывания нефти, °С				-24 -37	-30
Массовое содержание, %	Серы	4	10	0.32-0.45	0.38
	Смол силикагелевых	5	7	4.08-4.77	4.34
	Асфальтенов	5	6	0.29-0.51	0.39
	Парафинов	5	10	1.75-2.64	2.25
	Воды	3	4	отс. - ≤0.03	≤0.03
	Мех. Примесей	2	2	0.01-0.01	0.01
Солей, мг/л			1	5.4	5.4
Температура плавления парафина, °С		3	5	51-50	50
Температура начала кипения, °С		5	8	41-59	48
Объёмный выход фракций, %	до 100 °С	5	6	4-10	8
	до 150 °С	5	8	16-24	21
	до 200 °С	5	8	31-37	35
	до 250 °С	5	8	44-49	46
	до 300 °С	5	8	56-59.6	58
Шифр технологической классификации нефти		2.1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002			

В целом, по результатам исследования разгазированной нефти имеющихся поверхностных проб «Х» месторождения плотность флюида варьирует в пределах 812-843 кг/м<sup>3</sup>. Нефти залежей пластов являются малосернистыми (серы 0,32-0,45%), малосмолистыми (смол силикагелевых 4,08-4,77 %), малопарафиновыми и парафиновыми (твердых парафинов 1,75-2,64%). Объемный выход фракций до 200 °С равен 31-37 %, до 300 °С 56-59,6 %.

Шифр классификации нефти – 2.1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

Товарные характеристики нефти не определялись.

По анализам газовой и жидкой фаз был сделан расчет компонентного состава пластовой нефти (Таблица 3).

Таблица 3 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти продуктивных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> «Х» месторождения

Наименование параметра	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть	
Молярная концентрация компонентов, %:					
сероводород					
Двуокись углерода	0.76	0	0.88	0.02	0.35
Азот+редкие	1.1	0	1.35	0	0.5
в т.ч. гелий					
Метан	62.96	0.03	77.29	0.12	28.77
Этан	6.32	0.16	7.03	0.59	2.98
Пропан	12.77	1.46	8.73	5.38	6.62
Изобутан	2.45	0.77	0.62	2.09	1.54
н. бутан	7.41	3.7	3.03	6.79	5.39
Изопентан	1.61	2.27	0.23	3	1.97
н. пентан	2.14	4.25	0.52	4.93	3.28
С <sub>6+</sub>	2.48	87.36	0.32	77.08	48.6
Молекулярная масса, г/моль	28.79	176	22.07	160	109
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1.202		0.918		
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.998		0.762		
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>		824		809	709

Таблица 4 – Результаты дифференциального разгазирования глубинной пробы нефти при различных температурах в условиях промысловой подготовки нефти, скважина 191Р, проба 2

Наименование	Рпл.	Рн.	Ступени разгазирования						
			1	2	3	4	5	6	7
Давление, МПа	23,6	10,1	7	5	2	1	0,65	0,38	0,10
Температура, °С	86,1	86,1	75	60	40	30	3	3	20
Газ в растворе, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	75,2	75,2	51,3	39,0	20,1	13,7	12,3	9,9	0,0
Газ в растворе, м <sup>3</sup> /т	93,0	93,0	63,5	48,2	24,9	16,9	15,2	12,3	0,0
Газ свободный, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>			23,9	36,2	55,1	61,5	62,9	65,3	75,2
Газ свободный, м <sup>3</sup> /т			29,5	44,8	68,1	76,1	77,8	80,7	93,0
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>			0,850	0,856	0,864	0,868	0,870	0,876	0,990
Объемный коэффициент	1,250	1,271	1,194	1,145	1,077	1,052	1,024	1,018	1,000
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	706,6	694,5	722,4	744,0	775,5	788,7	809,0	811,2	808,6
Вязкость нефти, мПа·с	0,51	0,43	0,56	0,72	1,08	1,32	1,94	2,00	2,62

### 1.3.2 Физико-химическая характеристика пластовых вод

Пластовая вода объекта Ю<sub>1</sub> «Х» месторождения представлена водами верхнеюрского водоносного подкомплекса, в стратиграфическом отношении приуроченного к песчано-алевролитовым породам васюганской свиты.

Выполнены исследования четырех проб пластовой воды, отобранной из трех скважин, кондиционной признана одна проба из скважины 182Р.

Таблица 5 – Свойства и состав пластовых вод горизонта Ю<sub>1</sub> «Х» месторождения по результатам анализа вод верхнеюрского водоносного комплекса

Наименование параметра	Объект Ю <sub>1</sub>	
	Диапазон изменения	Средние значения
Газосодержание, мЗ/мЗ	2.5	2.5
Плотность воды, кг/мЗ		
- в стандартных условиях	1.033	1.033
- в условиях пласта	1.009	1.009
Вязкость в условиях пласта, мПа с	0.37	0.37
Коэффициент сжимаемости, 1/МПах10-4	4.2	4.2
Объемный коэффициент, доли ед.		
Химический состав вод, (мг/л)		
Na <sup>++</sup> + K <sup>+</sup>	15392	15392
Ca <sup>++</sup>	917	917
Mg <sup>++</sup>	147	147
Cl <sup>-</sup>	28196	28196
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	433	433
CO <sub>3</sub> <sup>--</sup>	<6.0	<6.0
SO <sub>4</sub> <sup>--</sup>	12.8	12.8
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	<0.1	<0.1
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	48	48
B <sup>-</sup>	30.6	30.6
J <sup>-</sup>	<0.2	<0.2
Br <sup>-</sup>	193	193
F <sup>-</sup>		
SiO <sub>2</sub>	35.79	35.79
нафтеновые кислоты	не опр	не опр
Общая минерализация, г/л	45.2	45.2
Водородный показатель, рН	6.6	6.6
Жесткость общая, мг-экв/л		
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)		ХК
Количество исследованных проб (скважин)	1 (1)	

Согласно единственной кондиционной пробе пластовой воды верхней юры на «Х» месторождении минерализация составила 45,2 г/л, что вполне укладывается в пределы изменения значений минерализации пластовых вод верхнеюрского водоносного подкомплекса на соседних месторождениях: «Х» - 41,7-54,5 г/л, «ХХ» - 44,3-55,8 г/л.

В составе вод преобладают ионы натрия и хлора. Согласно результатам единственной представительной пробы воды «Х» месторождения, содержание основных солеобразующих компонентов составило:  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  - 98,0 %-экв/л;  $\text{Cl}^-$  - 99,1 %-экв/л;  $\text{Ca}^{++}$  - 6,3 %-экв/л;  $\text{Mg}$  - 1,7 %-экв/л;  $\text{HCO}_3^-$  - 0,9 %-экв/л. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом ( $<0,2$  мг/л), бромом (193 мг/л), бором (30,6 мг/л), фтором (15 мг/л). Плотность воды  $1,033$  г/см<sup>3</sup>. Генетический тип вод согласно классификации В.А.Сулина оценивается как хлоридно-кальциевый (Таблица 5).

Температура пластовых вод верхнеюрских отложений изменяется от +82 до +94,8 °С.

Подземные воды комплекса повсеместно насыщены углеводородным газом. Газосодержание пластовой воды горизонта Ю<sub>1</sub> составляет  $2,4$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

## **2 ОСОБЕННОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН «Х» МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Механизированная добыча**

Механизированная добыча обычно ассоциируется с поздними стадиями разработки нефтяных и газовых месторождений, для которых характерны пониженные пластовые давления и повышенная добыча пластовой воды. Если пласт не имеет достаточной энергии для подъема нефти, газа и воды из скважин на поверхность в необходимых количествах, то могут применяться методы стимулирования добычи. Для поддержания пластового давления или продуктивности скважин при вторичных методах добычи производится закачка в пласт газа или воды. Тем не менее, когда режим пласта не позволяет поддерживать приемлемый темп отбора, а в ряде случаев вообще не обеспечивает притока пластовых флюидов к скважине, необходимо переходить на механизированную добычу. Подъем жидкости на поверхность происходит за счет энергии на забое скважины или уменьшения плотности жидкости в скважине; в результате гидростатическое давление на пласт снижается, так что имеющаяся пластовая энергия обеспечивает приток к скважине и рентабельные объемы добычи углеводородов. Также механизированная добыча способствует увеличению отдачи пласта благодаря снижению предельного уровня забойного давления, при котором эксплуатация скважины становится нерентабельной и ее приходится ликвидировать. Штанговые насосы, газлифт и погружные насосы с электроприводом - наиболее распространенные системы механизированной добычи, хотя находят также применение гидропоршневые и винтовые насосы. Каждая из таких систем лучше всего подходит для определенных требований к подъему жидкости в скважине и целям эксплуатации, хотя и отмечается существование зон взаимоперекрывтия для таких систем, зависящих от условий в скважине, типа пластовых флюидов, требуемых дебитов, угла отклонения скважины от вертикали, глубины скважины, способа заканчивания скважины, аппаратуры, применяемой в системах механизированной добычи, и наземного оборудования [5].

При выборе и проектировании системы механизированной добычи инженеры должны учитывать параметры пласта и скважины, хотя при этом необходимо также

принимать во внимание стратегию разработки месторождения. Выбор способа механизированной добычи представляет собой специфичную и трудоемкую задачу, хотя имеющиеся инструкции дают представление об относительной применимости каждого из таких способов.

Для определения рациональных способов эксплуатации использовались физико-химические свойства пластовых флюидов, рекомендуемые для планирования разработки «Х» месторождения.

В результате проведения расчетов для получения запланированных дебитов предложено использовать УЭЦН. Этот способ применяется в настоящее время на всех добывающих скважинах месторождения.

Так как для месторождения характерен высокий газовый фактор, установки необходимо оборудовать газосепараторами. Это гарантирует устойчивую работу УЭЦН при содержании свободного газа в газожидкостной смеси на приеме насоса до 60-80%, в зависимости от типоразмера насоса.

Оснащение современных установок системами телеметрии позволяет контролировать такие параметры работы УЭЦН, как температуру, давление, вибрацию. Применение систем регулирования частоты вращения и современных станций управления позволяет регулировать параметры работы насоса в широких пределах.

Для скважин, оборудованных УЭЦН, рекомендуется также применять устьевую арматуру АФК 1Э-65-140 и насосно-компрессорные трубы диаметром 60 и 73 мм[6].

По состоянию на 01.01.2018 на «Х» месторождении эксплуатируются 46 добывающих скважин. Все скважины действующего фонда оборудованы погружными установками УЭЦН отечественного и импортного производства. Из отечественных УЭЦН преобладают ЭЦН-80 с напором 2200-2500 м, из импортных – D700EZ с напором 2100-2450 м. В таблице 6 показано распределение фонда по номинальным подачам.



Таблица 6 – Технологические показатели работы скважин на месторождении на 01.01.2018

Параметры	Интервалы номинальных подач УЭЦН, м³/сут			
	45	60	80	125
Кол-во, шт.	1	6	27	11
Нсп, м	2261	2536	2732	2665
Рзаб, Мпа	10.5	5.4	4.9	4.9
Средний Qж, м³/сут	39	32	27	20
Суммарный Qж, м³/сут	39	189	726	215

Основная добыча производится УЭЦН с номинальными подачами 60-80 м³/сут. Весь фонд скважин находится в работе, что свидетельствует об эффективной работе с фондом скважин.

Для «Х» месторождения актуальной задачей является эффективность механизированной эксплуатации скважин. Одной из причин, не всегда позволяющих решить эту задачу, являются осложнения, возникающие при эксплуатации скважин.

## 2.2 Осложнения при эксплуатации скважин и методы борьбы с ними

Осложнения при эксплуатации скважин на «Х» месторождении могут быть связаны со следующими причинами:

- механические примеси;
- отложения солей;
- вредное влияние газа на работу насоса;
- коррозионный износ подземного оборудования;
- снижение продуктивности скважин.

При эксплуатации скважин необходимо предусматривать и вовремя предпринимать меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями.

### *Механические примеси*

Искусственные механические примеси состоят из пропнета, проппанта. Вынос механических примесей после ГРП происходит из-за увеличения депрессии, плохого цементированная эксплуатационной колонны в зоне продуктивных пластов, который

приводит к значительному износу рабочих органов УЭЦН, заклиниванию вала насоса.

Основные методы предупреждения осложнений:

- очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров;
- комплектация УЭЦН фильтром входного модуля;
- освоение скважин после ГРП комплексом ГНКТ (гибкая труба);
- освоение скважин при помощи установки нагнетания газов (УНГ).

Вынос натуральных механических примесей происходит из-за разрушения скелета породы пласта. Размер частиц составляет от 1 мкм и больше. Вынос продолжителен по времени, всплески наблюдаются при запуске УЭЦН после смены.

Основные методы предупреждения:

- очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров;
- комплектация УЭЦН фильтром входного модуля;
- использование УЭЦН в износостойком исполнении.

Для предотвращения выноса мехпримесей в скважину рекомендуется фильтр скважинный пенометаллический многослойный или аналогичный по техническим характеристикам других производителей. Фильтр предназначен для предотвращения выноса песка, проппанта и материнской породы с размером частиц более 0,2-0,3 мм из призабойной зоны пласта в эксплуатационную колонну, устанавливается в интервале перфорации скважины и пакеруется на стенах эксплуатационной колонны. Фильтр снабжен пенометаллическими фильтрующими перегородками с изменяющимся размером пор (0,5-2,5 мм) в направлении движения пластовой жидкости. Диаметр и длина фильтра выбираются исходя из диаметра эксплуатационной колонны и подачи ЭЦН. Недостатком подобных фильтров является постепенное снижение проницаемости фильтрующего элемента, что требует периодического демонтажа.

Однако при применении фильтров в составе УЭЦН следует обратить внимание

на то, что фильтрующий элемент создает перепад давления на приеме, а мелкие фракции мехпримеси все равно попадают в насос и остаются в каналах рабочих органов, что в итоге приводит к износу и даже полному засорению насоса. Фракции, не прошедшие через фильтр, оседают на забой, что приводит его засорению.

Существуют эффективные технологии борьбы с выносом механических примесей из пласта путем закрепления породы в призабойной зоне пласта. Подобные технологии предназначены для крепления слабосцементированных коллекторов путем частичного заполнения межзернового пространства породы. Полимерная композиция включает в себя отвердитель, газообразователь и водорастворимую модифицированную карбамидную смолу. Отвердитель и газообразователь представляют собой смеси солей неорганических кислот [7].

В таблице 7 приведены мероприятия по борьбе с механическими примесями на «Х» месторождении в 2019 г.

Таблица 7 – Мероприятия по снижению отказов из-за механических примесей НГ ДП-5 по «Х» месторождению

<b>№ п/п</b>	<b>Мероприятие</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>План</b>
1	Проведение при спуске УЭЦН 100% шаблонирования каждой трубы (при использование новых, ремонтных и повторно используемых труб).	-	Постоянно
2	Проведение очисток забоя скважин гидрожелонкой	-	При необходимости
3	Обеспечение запуска и вывода на режим УЭЦН с помощью частотного преобразователя.	-	Постоянно
4	Внедрение обратных клапанов шарикового типа по 2 шт. на скважину.	-	Постоянно
5	Включение в компоновку шламоуловителя	-	При необходимости

6	Проведение периодических промывок на скважинах осложненных мех. примесями.	-	При необходимости
7	Применение интеллектуального режима работы СУ – «Встряхивание»	-	При индексе М-2
8	Применение трехкамерных гидрозащит	шт.	60

#### *Отложения солей*

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся в призабойной зоне пласта добывающих скважин, на стенках эксплуатационной колонны и лифтовых труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции. Выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную. Выпадение осадка может происходить:

- при смешивании вод различного состава несовместимых друг с другом;
- при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий в скважине, либо насосе;
- при испарении воды.

Смешивание несовместимых вод, приводящее к солеобразованию, происходит при выводе скважины на режим из глушения, при реализации различных способов заводнения месторождения, при смешивании на забое скважины вод различных нефтяных пропластков несовместимых друг с другом и т.д.

При выводе скважины после глушения поступающая из пласта попутно-добываемая вода смешивается с раствором глушения. В процессе смешивания раствора глушения на основе хлористого кальция с пластовой водой гидрокарбонатно-натриевого типа возможно образование перенасыщенного карбонатом кальция водного раствора из-за увеличения содержания в смеси ионов кальция и снижения содержания растворенного в пластовой воде  $\text{CO}_2$ , что приводит

к выпадению избыточного количества карбоната в стволе скважины и насосном оборудовании. Солеобразование карбоната кальция протекает и при глушении скважин раствором хлористого натрия. В этом случае выпадение карбоната обусловлено только снижением содержания растворенного  $\text{CO}_2$  при смешивании насыщенной либо близкой к насыщению пластовой воды и раствора глушения. Из-за разной проницаемости пропластков нефтяного пласта в стволе скважины происходит смешивание попутно-добываемых вод с различным содержанием солеобразующих ионов и растворенного  $\text{CO}_2$ , что зачастую приводит к образованию пересыщенных в отношении карбоната кальция водных растворов и выпадению карбонатных осадков в стволе скважины. Этот фактор может оказывать решающее влияние на солеотложение при прорыве нагнетаемых вод в призабойную зону скважины.

Подъем по скважине добываемой продукции сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесного водного состава. Устанавливается новое соотношение растворенного диоксида углерода между водной и нефтяной фазами. Снижение содержания диоксида углерода в воде приводит к увеличению показателя pH раствора и, как следствие, к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред.

Процесс интенсифицируется при снижении давления ниже давления насыщения нефти. Из нефти выделяются газообразные компоненты, что приводит к снижению содержания углекислоты в нефти и водной фазе и, как следствие, к выпадению новых порций карбоната кальция. В результате происходит отложение солей в эксплуатационной колонне, на поверхности насосного оборудования и рабочих колес электроцентробежных насосов.

Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение в низкообводненных скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит общее понижение растворимости солей. В осадок могут перейти растворимые в обычных условиях соли – хлориды щелочных и щелочноземельных металлов. Интенсивное отложение карбоната кальция на рабочих колесах ЭЦН

происходит из-за повышения температуры потока добываемой продукции, вызванного теплоотдачей работающего погружного электродвигателя. С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция, что интенсифицирует солеотложение карбонатных осадков на колесах ЭЦН.

Наибольшее распространение имеют химические методы предупреждения солеотложения, основанные на применении химических реагентов-ингибиторов. Они позволяют обеспечить качественную и продолжительную защиту оборудования от солеотложения на всем пути движения водонефтяной смеси. Возможно производить закачку ингибитора через систему ППД или устанавливать глубинные или устьевые дозаторы с контейнерами[7].

Однако существует проблема коррозионного воздействия ингибитора на внутрискважинное оборудование и обсадную колонну, химическое взаимодействие с нефтью и эмульсией. Кроме того, в условиях Западной Сибири применяемые ингибиторы солеотложения должны совмещать как низкотемпературные параметры (не замерзать при температуре до  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), так и высокую термостабильность, т.к. температура на приеме УЭЦН может достигать  $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Ингибиторы солеотложения должны также хорошо перекачиваться в условиях низких температур.

В настоящее время существует широкий спектр ингибиторов солеотложений, удовлетворяющий вышеперечисленным требованиям. Опыт применения этих ингибиторов на месторождения Западной Сибири показывает их эффективность даже при небольших концентрациях - от 10-20 г/т попутной воды.

Основной технологией предупреждения солеотложения является подача ингибитора через затрубное пространство при помощи устьевого дозирующего устройства на прием насоса. Тот факт, что образование кальцита происходит в пласте и в зоне скважины «забой – насос» существенно снижает технологическую эффективность подачи ингибитора солеотложения через затрубное пространство скважины.

Отложение кальцита в около скважинной зоне имеет место и в скважинах с ГРП. Отложение солей в трещине ГРП с проницаемостью несколько Дарси, тем не менее, снижает проницаемость трещины, увеличивает скин и, соответственно

приводит к снижению, продуктивности скважины. Это выражается в «падающей» добыче при постоянном пластовом и забойном давлении.

Заметим, что размещение ингибитора в пласте по технологии задавки ингибитора солеотложения в добывающие скважины, кроме того, позволяет защищать воду от выпадения солей от ПЗП до устья скважины.

Используемые ингибиторы представляют собой многокомпонентные смеси. Основное действующее вещество, входящее в состав торговых марок, подразделяют на три типа в зависимости от механизма их действия на солеобразующие компоненты: хелатного действия, «порогового» действия и кристаллоразрушающие ингибиторы.

Ингибиторы «порогового» действия в минимальных количествах препятствуют зарождению и росту кристаллов солей. К этому классу соединений относятся фосфонатные комплексоны. Основное достоинство которых, является их высокая эффективность в значительно меньших от стехиометрических количествах. К недостаткам можно отнести их высокую коррозионную агрессивность. Снижение коррозионной агрессивности достигается применением нейтрализованных форм комплексонов моно-, ди-, триалкиламинами. Нейтрализованные фосфорсодержащие комплексоны входят в состав большинства современных отечественных и зарубежных композиций, используемых для защиты нефтепромыслового оборудования от солеотложений.

Кристаллоразрушающие ингибиторы не препятствуют кристаллизации солей, но видоизменяют форму кристаллов. К этому типу ингибиторов относятся низкомолекулярные полимеры: гидролизированный полиакриламид (ПАА, окисленный лигнин). В настоящее время ингибиторы этого типа, как однокомпонентные реагенты практически не используются из-за относительно низкого защитного эффекта (около 60 %), однако входят в состав ингибиторных композиций, используемых, например, в технологии задавки в пласт[7].

Актуальным методом борьбы с солеотложениями является дозирование реагента в затрубное пространство. Эффективность мероприятий подтверждается отсутствием повторных отказов.

В таблице 8 приведен перечень основных текущих мероприятий по

предупреждению осложнений, обозначены условия применения.

Таблица 8 – Мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с солеотложениями при эксплуатации скважин НГДП-5 по «Х» месторождению

<b>№ п/п</b>	<b>Мероприятие</b>	<b>Ед.изм</b>	<b>План</b>
1	Отбор образцов отложений твердого осадка с УЭЦН при демонтаже (с поверхности) с последующей отправкой в ХАЛ НГДП	-	Постоянно
2	Отбор образцов отложений твердого осадка с УЭЦН при разборе (с внутренних поверхностей насоса) с последующей отправкой в ОНПХ для анализа.	-	Постоянно
3	Внедрение устьевых дозаторов для постоянного дозирования хим. реагента	шт.	5
4	На скважинах солевого фонда до монтажа УДР производить периодическую закачку (1 раз в месяц) расчетного количества ингибитора солеотложения в затрубное пространство работающей скважины	-	Постоянно
5	Включение в компоновку УЭЦН контейнеров-ингибиторов солеотложений ТРИЛ-СВ по согласованию с ОПНХ с учетом применимости технологии согласно СК и для тех скважин, где отложения солей ниже приёма насоса.	шт.	4
6	Применение интеллектуального режима работы СУ – «Встряхивание»	-	При индексе С-2
7	Осуществление перевода скважины в режим ПКВ при недопустимых параметрах работы (снижение дебита более 20% от номинала в соответствии с	-	При необходимост и



	Стандартом Компании).		
8	Анализ рекомендаций по установке устьевых дозаторов на скважинах солевого фонда.	шт.	12
9	Проведение профилактических СКО при угрозе преждевременного отказа (остановки по ЗП, подклинки при эксплуатации по БСИ).	-	При необходимости и

Применение реагентов требует индивидуального подбора скважин и технологии с учетом опыта применения и рекомендаций производителя. Используемые фильтры, газосепараторы и модули гидрозащиты должны быть по возможности совместимы с УЭЦН разных производителей.

#### *Вредное влияние газа*

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи.

Для борьбы с этим явлением следует применять газовые сепараторы. Для погружных электроцентробежных насосов рекомендуются газосепараторы типа МН–ГСЛ, допускающие работу насоса при содержании свободного газа на приеме до 60%.

При интенсивной эксплуатации скважин при забойном давлении ниже давления насыщения особое внимание следует уделять оценке условий на приеме насоса, так как небольшие изменения давления могут приводить к значительному изменению истинного содержания свободного газа в нефти. Рекомендуется подбор и оптимизацию режимов эксплуатации насосного оборудования проводить на основе известных корреляций для многофазных потоков с использованием современных программных комплексов типа WellFlo (Edinburgh Petroleum Services), SubPump (IHS Energy-Schlumberger) -для УЭЦН, а также программ «Автотехнолог» (РГУ им. Губкина), либо PumpPro (ООО Нефтеспецтехника, Тюмень).

Одним из методов повышения стабильности работы насосного оборудования в условиях повышенного газосодержания является увеличение глубины спуска насосов. Наилучший эффект достигается при спуске насоса ниже

интервала перфорации. В этом случае увеличивается коэффициент натуральной сепарации газа за счет поворота потока в поле сил тяжести. Для обеспечения необходимого охлаждения погружного электродвигателя необходимо применять дополнительный кожух на двигатель, обеспечивающий движение потока жидкости между корпусом двигателя и кожухом. Использование УЭЦН с кожухом ограничивает требование использования эксплуатационных колонн диаметром более 168 мм.

Альтернативным вариантом использования УЭЦН ниже интервала перфорации служит рециркуляционная схема компоновки. В этом случае для обеспечения необходимого охлаждения небольшая (10-15%) часть перекачиваемой жидкости отводится по специальной трубе от насоса вниз к электродвигателю. Рециркуляционная схема может быть использована с большой долей стандартного оборудования и не требует больших изменений при спуско-подъемных операциях по сравнению с эксплуатацией УЭЦН по обычной схеме[10].

Текущие мероприятия по снижению отказов по высокому содержанию свободного газа приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с высоким содержанием свободного газа НГДП-5 по «Х» месторождению

№ п/п	Мероприятие	Ед.изм	План
1	Включение в компоновку УЭЦН газодиспергаторов AGH.	шт.	4
2	Применение интеллектуального режима работы СУ – «Поддержание тока».	-	При необходимости
3	Применение интеллектуального режима работы СУ – «Поддержание давления на приеме УЭЦН».	-	При необходимости

#### *Предупреждение коррозии*

В составе добываемого газа присутствует агрессивный компонент - углекислый газ. Поэтому продукция скважин обладает коррозионной активностью и может вызвать коррозию скважинного и газопромыслового оборудования. Основной

вид коррозионных повреждений скважинного оборудования – локальная коррозия внутренней поверхности НКТ. Для «Х» месторождения рекомендуется изготовление подземного и наземного оборудования из материалов, обладающих соответствующими антикоррозионными свойствами и применение ингибиторов коррозии. Главным требованием, предъявляемым к ингибитору коррозии, является достижение эффективной защиты от коррозии.

К испытанию могут быть рекомендованы следующие ингибиторы коррозии:

- модификации представляющей собой раствор смеси азотсодержащих соединений в органическом растворителе (разработка Всероссийского научно-исследовательского института коррозии ОАО «ВНИИК», г. Москва);

- катион активное ПАВ и смеси органических растворителей – защита систем нефтесбора и утилизации сточных вод, содержащих  $H_2S$  и  $CO_2$ , подавление роста сульфатовосстанавливающих бактерий.

Выбор реагентов по защите внутренней поверхности металлов от коррозии производится по результатам лабораторных и промысловых исследований конкретных коррозионно-активных сред и промысловым испытаниям различных марок ингибиторов коррозии в этих средах, как правило, в начальный период эксплуатации месторождения.

Решающими при выборе ингибитора коррозии в большей мере являются их эффективность и стоимостные показатели.

Подачу ингибиторов коррозии в скважины (обработки скважин ингибиторами коррозии) осуществляют следующими способами:

- периодическое нагнетание раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта;
- периодическая подача раствора ингибитора коррозии в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ;
- постоянная подача ингибитора коррозии в затрубное пространство.

Контроль за коррозионным состоянием оборудования помимо визуального осмотра должен осуществляться установкой контрольных образцов-свидетелей и по содержанию ионов железа в продукции скважины.

Текущие мероприятия по борьбе с осложнениями приведены в таблице.

Таблица 10 – Применяемые защиты от осложнений, связанных с коррозией на НГДП-5 по «Х» месторождению

№ п/п	Мероприятие	Ед.изм	План
1	Применение стриммеров	-	Постоянно
2	Применение НКТ с термо-диффузионноцинковым покрытием	скв.	4
3	Применение НКТ с внутренним защитным полимерным покрытием	скв.	20
4	Спуск УЭЦН с монельным покрытием корпусов всех узлов.	-	При необходимости
5	Применение ЭЦН с коррозионностойкими концевыми деталям.	шт.	4
6	Внедрение газосепараторов с коррозионностойкими концевыми деталями KGSM2. Внедрение газосепараторов, выполненных из коррозионностойкого материала RLOY.	шт.	4
7	Замена ГС стандартного исполнения на коррозионностойкие входные модули (при допустимом содержании свободного газа в откачиваемой жидкости).	шт.	0
8	Включение в компоновку УЭЦН алюминий-магниевых протекторов коррозии.	шт.	10
9	Анализ и разработка рекомендации по установке устьевых дозаторов на скважинах коррозионного фонда.	-	При необходимости

10	Установка УДР с подачей ингибитора коррозии в затрубное пространство.	-	При необходимости
11	Использование направляющих для кабеля на УЭЦН	шт.	60

#### *Снижение продуктивности скважин*

Как показывают исследовательские работы и опыт эксплуатации нефтяных скважин, снижение продуктивности призабойной зоны при вскрытии продуктивных пластов с использованием растворов на водной основе обусловлено проникновением в порово-трещинное пространство фильтрата и твердой фазы бурового раствора.

Фильтрат глинистых растворов вызывает разбухание глинистого материала, содержащегося в породе. При взаимодействии фильтрата с высокоминерализованной водой образуются нерастворимые осадки, которые выпадают в порах и трещинах пласта. На границе контакта промывочной жидкости с нефтью образуются стойкие водонефтяные эмульсии с высокой вязкостью и тиксотропными свойствами, которые препятствуют движению нефти из пласта в скважину. Кроме того, снижение забойного давления или же давления насыщения приводит к разгазированию нефти в пластовых условиях и выпадению из нее твердых частиц парафинов, смол и асфальтенов, накоплению их в призабойной зоне, что тоже снижает коэффициент продуктивности скважин.

В результате действия указанных факторов в процессе эксплуатации проницаемость снижается в 2 раза и более по сравнению с первоначальной. Для восстановления первоначальной проницаемости и гидродинамической связи пласта со скважиной применяются различные способы интенсификации скважин. Гидроразрыв пласта (ГРП) считается на сегодня самым эффективным методом для повышения производительности скважин, хотя он является дорогостоящим и требует привлечения сложного оборудования и спецтехники. В результате ГРП образующиеся трещины проходят через загрязненную часть ПЗП и увеличивают площадь фильтрации для жидкости. Кроме ГРП широко применяются соляно-кислотные обработки, промывка ПАВ, термодинамические, и т.д. В последнее

время широкое распространение находит ударно-волновой и депрессионный методы очистки призабойной зоны пласта, которые требуют минимальных материальных и финансовых затрат [10].

## **2.3 Анализ преждевременных отказов установок электроцентробежных насосов**

### **2.3.1 Определение причин отказов установок электроцентробежных насосов в процессе эксплуатации**

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок -180 суток импортные установки -365 суток. При этом принята следующая классификация ремонтов скважин:

- Затянувшийся ремонт - УЭЦН не запускалась в работу после монтажа;
- Повторный ремонт - УЭЦН не отработала 2 суток после первого запуска;
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 2 до 30 суток;
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 30 до 180 (365) суток;

Оборудование УЭЦН, провисевшее в скважине после отказа три и более месяца комиссией не рассматривается. Причины отказов установок, отработавших более 180 (365) суток, расследуются технической службой ООО ЭПУ «Сервис», Shlumberger при необходимости определения наработки отдельных узлов или деталей, либо по другим исследовательским причинам [8].

Подъем оборудования УЭЦН и расследование причин отказа его производится в следующих случаях: Решение о подъеме УЭЦН принимается ведущим технологом УДНГ по согласованию с ПТО НГДП. Подъем оборудования УЭЦН и демонтаж производится в соответствии с Инструкцией на монтаж - демонтаж УЭЦН.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются все УЭЦН отработавшие менее 180 (365) суток (в дальнейшем преждевременный отказ) исключением могут быть установки, остановленные по геолого-техническим мероприятиям.[9]

В ГТМ входят:

- Остановка скважины для оптимизации ее режима работы из-за снижения продуктивности скважины, перевод на другой способ эксплуатации; -

- Остановка для проведения ГРП, интенсификации, оптимизации, перевода в ППД и в другие категории, в консервацию или ликвидацию; обводнение продукции, определение герметичности эксплуатационной колонны;

- Другие виды ГТМ (исключение ППР планово предупредительные ремонты, которые следует считать отказом).

Расследованию подвергаются все без исключения узлы УЭЦН с преждевременными отказами поступившие со скважин. При этом отказы классифицируются:

по длительности работы УЭЦН в скважине:

- Затянувшиеся отказы (включают отказы, при которых отказ УЭЦН произошел после монтажа и в процессе спуска в скважину до кнопочного запуска);
  - Отказы на выводе (отказ УЭЦН произошел в процессе вывода скважины на режим);
  - Преждевременные отказы (УЭЦН отработал менее 180 суток с момента запуска);
- по причине остановки УЭЦН:
- R-O - остановка по сопротивлению изоляции системы «кабель-ПЭД» ниже нормы 0,2 кОм;
  - Клин - остановка по невозможности запустить погружное оборудование из-за неразворота рабочих органов;
  - Нет подачи - остановка из-за отсутствия подачи жидкости на устье скважины;
  - Снижение производительности - остановка из-за снижения дебита жидкости на устье по вине погружного оборудования ниже допустимых пределов, при которой эксплуатация данного оборудования в длительном режиме невозможна (работа за пределами рабочего диапазона) или нецелесообразна (неэффективное использование данного оборудования);
  - Отсутствие звезды - обрыв в цепи питающей ПЭД (отсутствие звезды);
  - Геолого-Технические Мероприятия – остановки не связанные с выходом из строя узлов УЭЦН (ИДН, ГРП, ППД, ГФР, КРС, и т.д. [исключение ППР]);
  - АВАРИИ.

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из строя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно нужно соотнести с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями.

Основной документ расследования причины отказа УЭЦН - эксплуатационный паспорт, а также акты этапов комиссионных разборов оборудования, информации с контроллеров и блоков регистрации СУ. При необходимости могут быть использованы иные документы, обеспечивающие дополнительную информацию о технологии ремонта скважины, режима её работы, исследований, дефектовки узлов и т.д. При затруднении определения истинной причины отказа принимается решение о дорасследовании причины отказа на следующем «Дне Качества» с учетом предоставленной необходимой информации. В случае не заполнения раздела эксплуатационного паспорта УЭЦН, влияющего на определение истинной причины отказа, виновником отказа УЭЦН определяется сторона, отвечающая за данный раздел.[8]

Результаты разборки узлов УЭЦН в цехе ремонта отражаются в эксплуатационном паспорте и в акте с росписью представителей ЭПУС, Общества, ТКРС, участвовавших в разборе установки. За 1 (одни) сутки до начала комиссионной разборки узлов УЭЦН в цехе ремонта ЭПУС служба технического контроля извещает службы Заказчика и сервисных предприятий. В случае неявки по извещению представителей Заказчика и сервисных предприятий на расследование ЭПУС проводит его самостоятельно, с отметкой об этом в эксплуатационном паспорте или акте комиссионного разбора.

### **2.3.2 Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов «Х» месторождения**

Рассмотрим причины преждевременных отказов УЭЦН на примере фонда скважин «Х» месторождения (Рисунок 3).

Анализ причин выхода из строя УЭЦН на «Х» месторождении за 2017-2019 гг показал, что основная часть отказов происходит по причине коррозии, что вызвано



коррозионной активностью продукции скважин. Коррозия на «Х» месторождении протекает по углекислотному механизму, обусловлена интенсивными отборами жидкостей и низкими пластовыми давлениями, в связи с чем происходит ранняя сепарация газа в ПЗП и трубе, это и является одним из ключевых факторов, побуждающих коррозию. Обводненность продукции в скважине и вода, также является коррозионно активной. Основным видом коррозионных повреждений скважинного оборудования является локальная коррозия внутренней поверхности НКТ. Коррозионный износ НКТ и элементов подвески составил 31%, коррозия секций насоса – 10%.



Рисунок 3 – Отказы по причинам за 2017-2019 гг.

По состоянию на 01.10.2019 г. 56 скважин коррозионного фонда защищаются от коррозии. Охват проблемных скважин процессом защиты составляет 100% (Рисунок 4).

Тип защиты:

- НКТ с внутренним защитным покрытием – диффузионно-цинковое покрытие, дельта 5+, ТС3000F;
- Протекторы коррозии УЭЦН ПП-120;
- Дозирование ингибиторов коррозии посредством УДР;
- ОПИ ингибитора комплексного действия АЗОЛ.

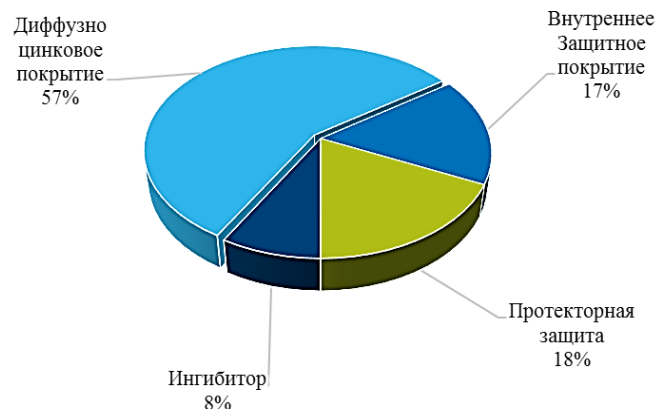


Рисунок 4 – Охват защитными мероприятиями коррозионного фонда

Механизм «Отказ кабельной линии» представляет значительную часть отказов УЭЦН – 23%, происходит это из-за снижения изоляции погружной кабельной линии. Данный вид отказа характеризуется оплавлением, прогаром погружного кабеля и удлинителя в результате ресурсного износа кабельной линии, иногда перегрева в результате высоких рабочих температур в интервале оплавления погружного кабеля.

Отказов по причине «Отказ ПЭД» - 15%, сюда входят такие необратимые процессы, как старение и разрушение изоляции электродвигателя, нарушение герметичности гидрозащиты, повреждение элементов ПЭД (слом вала, коррозия корпуса и т.п.), другие процессы, приводящие к отказу функционирования ПЭД.

Засорения механическими примесями составляет 8%. Данный вид отказа происходит из-за интенсивного выноса частиц из пласта, что является следствием проведения гидроразрыва пласта на месторождении, а также избыточной депрессии на пласт. Также часть механических примесей может осаждалась на рабочих органах погружных насосов, что нарушает нормальный режим работы погружного оборудования.

Солеотложения также являются проблемой при эксплуатации скважин месторождения, 5% отказов произошла по этой причине. По вине солеотложений происходит заклинивание насоса, а также снижение или прекращение подачи (при отложении солей на приемной сетке насоса). Для мероприятий предотвращения образования солей применяются ингибиторы солеотложения (ИС) – Акватек-525Е.

По состоянию на третий квартал 2019 г. на месторождении проводится ОПИ трех ингибиторов:

- Kaltsol (ингибитор комплексного действия);
- Новисол (солеотложения);
- АЗОЛ (комплексный).

Диаграмма по причинам отказавших узлов УЭЦН, выявленным в результате демонтажа представлена на рисунке 5.

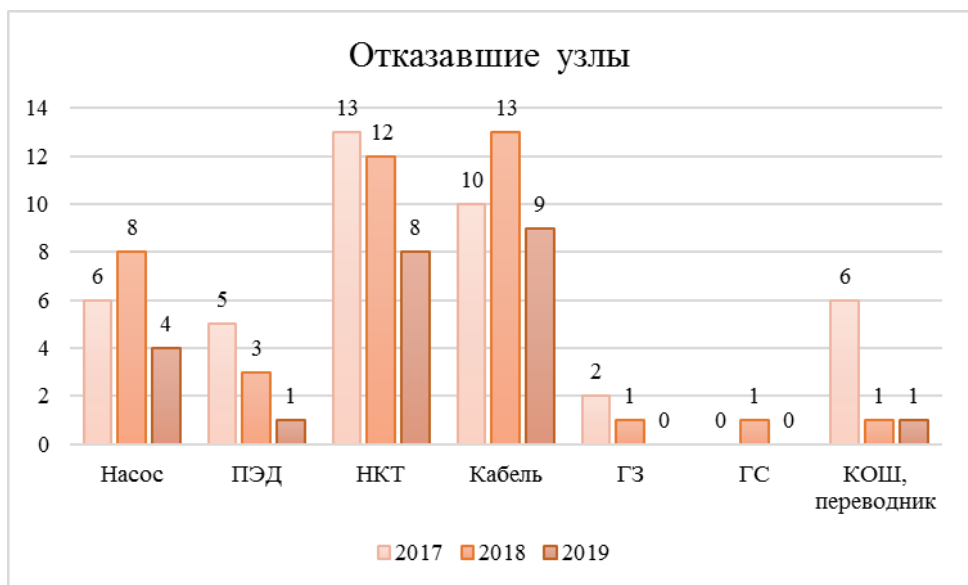


Рисунок 5 – Динамика отказов по и узлам за 2017-2018 гг.

Полет (слом корпуса ловильной головки, слом корпуса ПЭД и т.д.) является одной причин отказов для скважин «Х» месторождения. Таким образом в 2017 году по этой причине произошло 4 аварии: НКТ-2, УЭЦН-1, Переводник-1, процент аварийности составил – 0,34 %, и в 2018 году так же 4 аварии: 1 - по верхней секции ЭЦН, 1 – по телу газосепаратора, 1 – фланцевое соединение ЛГ – верхняя секция ЭЦН, 1 – брак СПО, процент аварийности – 0,33 %. В 2019 году 1 авария НКТ.

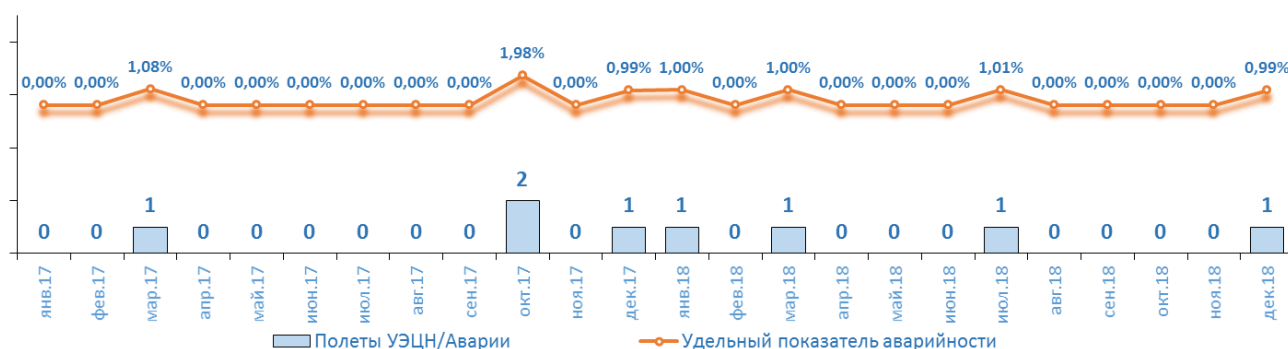


Рисунок 6 – Динамика аварий НКТ, УЭЦН и удельного показателя аварийности за 2017-2018 гг.

Были проведены следующие мероприятия по снижению аварийности:

- При обводненности более 90% спуск компоновки с входным модулем, или входной модуль + диспергатор;
- Спуск алюминиево-магниевых протекторов коррозии;
- Применение НКТ с термо-диффузионноцинковым покрытием;
- Применение стриммеров.
- Расчет страгивающих нагрузок при составлении компоновки НКТ перед спуском.

## 2.4 Показатели эффективности работы скважинного оборудования на «Х» месторождении

### 2.4.1 Анализ наработки на отказ

Наработка на отказ характеризует среднюю работоспособность скважинного оборудования с момента запуска до отказа.

Расчет наработки на отказ ( $N_{отк}$ ) производится по формуле:

$$N_{отк} = \Sigma T_i / \Sigma N_i, \text{ сут. где: } \Sigma N_i - \text{суммарное количество отказов скважинного оборудования за отчетный период, шт.}$$

$\Sigma T_i$  – суммарное отработанное отказавшим ( $\Sigma N_i$ ) скважинным оборудованием время с момента пуска скважины в работу до отказа, сут.

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть. К отказам также относятся: первые отказы после бурения, ремонты по устранению аварий со скважинным оборудованием

(аварии с насосами, НКТ), отказы по причине отложения в насосах или НКТ солей, парафина, гидратов, засорения насосов механическими примесями.

В отказах не учитываются:

- геолого-технические мероприятия (ГТМ)
- смена, ремонт, ревизия устьевого и наземного оборудования
- исследования скважин
- остановки по геологическим причинам (100% обводнение пластовой или посторонней водой и т.п.)
- остановки по технологическим причинам (на подачу электроэнергии со стороны энегросбытовых предприятий и т.п.)
- остановка в связи с принятием решения о переводе скважин в другие категории (под нагнетание, поглощение, в контрольные, пьезометрические, водозаборные, в консервацию, ликвидацию и т.п.).

Восстановление работоспособности скважинного оборудования без его подъема на поверхность не считается отказом. Нарботка на отказ рассчитывается отдельно по способам эксплуатации. Расчет наработки на отказ ведется раздельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием.[8]

Показатели наработки на отказ за 2017-2019гг. «Х» месторождения показаны на рисунке 7.

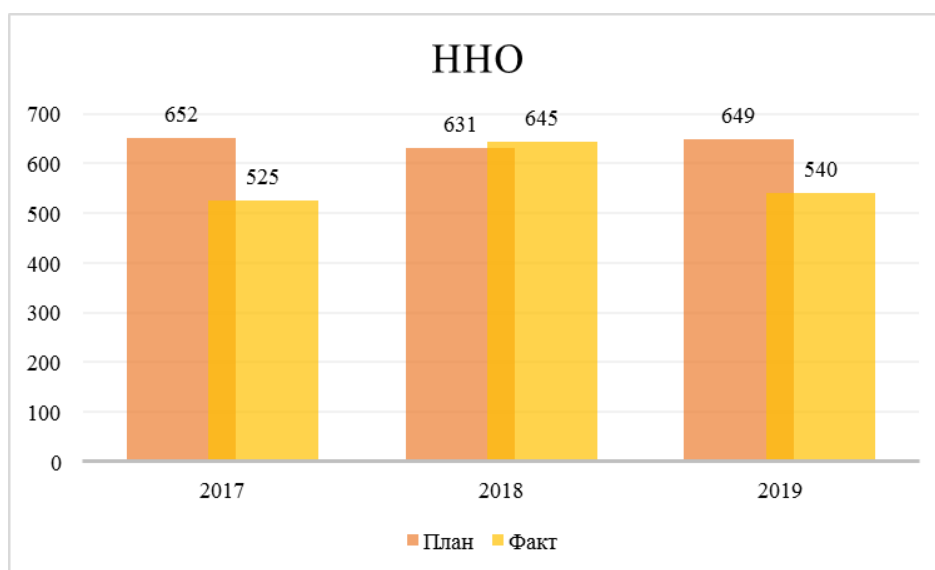


Рисунок 7 – Нарботка на отказ по «Х» месторождению за 2017-2018гг.

Согласно диаграмме фактический показатель наработки на отказ по «Х» месторождению за 2017 год ниже планового на 127 суток, а наработка на отказ за 2018 год выросла в 1,2 раза составила 645 суток. За 2019 год ННО так же, как и в 2017 году ниже на 109 суток. В целом по месторождению в 2019 году наблюдается уменьшение наработки по сравнению с предыдущим годом, это может быть связано с уменьшением количества отказов.

#### **2.4. 2 Межремонтный период**

Межремонтный период определяется по действующему фонду скважин, по способам эксплуатации по месторождениям, как в масштабе УДНГ, так и в целом по ДО и Компании. Расчёт МРП работы скважин производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте МРП работы скважин пользуются формулой:

$$\text{МРП} = T / N, \text{ сут.}$$

где  $T$ , [сут.] – суммарное отработанное время с момента вывода на режим внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

$N$ , [шт.] – Количество отказов скважинного оборудования за отчётный период (месяц, скользящий год).

При подсчёте МРП учитываются скважины, остановленные по ППР, и не учитываются ГТМ и остановки по геологическим и технологическим причинам. Учёт работы и отказов ведётся отдельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Данные о работе, остановках и отказах скважины, наряду с другими показателями работы, фиксируются в журнале учёта работы скважины. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа. Дочернее общество по данным, полученным от всех ,УДНГ, составляет сводные данные МРП работы скважин по способам эксплуатации.

В отличие от показателя наработки на отказ МРП учитывает не только отказавшие установки, но и установки ЭЦН, безотказно работающие на конец отчетного периода, поэтому показатель МРП корректнее.

Рассмотрим показатели МРП за 2017-2019 гг. (Рисунок 8).

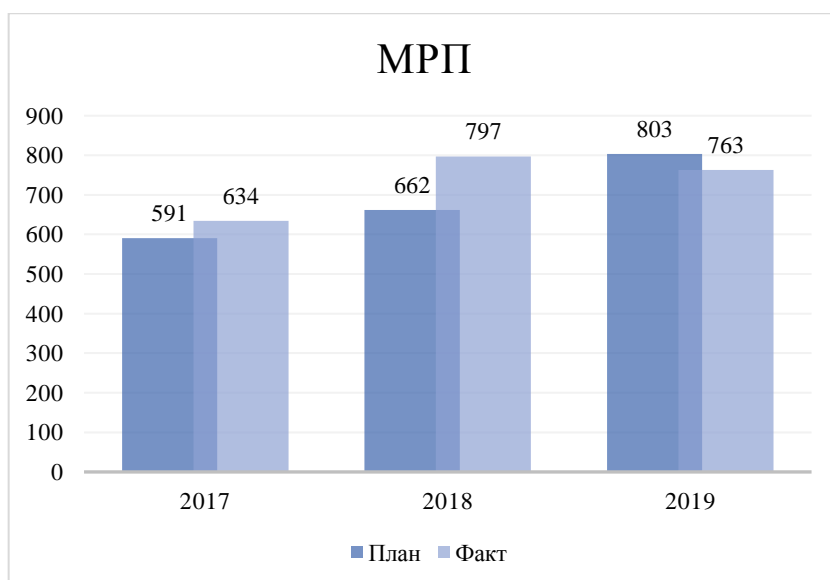


Рисунок 8 – Межремонтный период «Х» месторождения за 2017-2019 гг.

Таким образом, межремонтный период скважин «Х» месторождения на 01.10.2019 года составляет 763 суток. Подобные показатели являются достаточно высокими для месторождения, так как гарантийный срок составляет для оборудования отечественного производства 180 суток и для импортного 365 суток. В целом наблюдается уменьшение межремонтного периода по сравнению с предыдущим годом, это говорит о том, что на месторождении увеличилось число отказов УЭЦН.

## 2.5 Мероприятия по повышению эффективности работы фонда скважин

*Снижение отказов по причине засорение мехпримесями:*

- Закуп и внедрение насосов ЭЦН в износостойком исполнении. Организовать использование новых комплектов УЭЦН при освоении новых скважин из бурения и стимулированных ГРП;
- Закуп и внедрение обратных клапанов КОШ-73 со шламоуловителем (шламовая труба ТШБ 42х73) по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мехпримесей (более 100 мг/литр);
- Закуп и внедрение фильтров-насадок от мехпримесей STRONG ФНТ-75-150-4500- 85-НКТ-73-Н по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мехпримесей;
- Закуп забойных фильтров ФС-73х30х3000 и внедрение их в комплекте с

пакерами ЗПОМ-Ф на скважинах ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей;

- Закуп забойных пакеров ЗПОМ-Ф-122-700 и внедрение их в комплекте с забойными фильтрами ФС-102х30х3000 по фонду скважин ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей;
- Закуп и внедрение входных модулей ЖНШ от мехпримесей на скважинах ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мехпримесей (производство ООО «НОВОМЕТ»).

*Снижение отказов по причине солеотложения:*

- Определить по действующему фонду УЭЦН солеосложненный;
- Фонд скважин для адресного распределения мероприятий по предотвращению отказов
- Организовать контроль применения в УДНГ УДЭ (дозирование хим. реагента) на скважинах осложнённых солеотложениями;
- Обеспечить при запуске и выводе на режим УЭЦН в скважинах с УДЭ закачку в 86 кольцевое пространство ударную дозировку ингибитора;
- Закачка в пласт большеобъёмных ингибирующих композиций SQUEEZE;
- Провести закуп и внедрение погружных контейнеров для предотвращения солеотложений (конструкция контейнер-насадка с ингибитором + ПЭД) производства ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»;
- Обеспечить добавление в раствор глушения ингибиторов солеотложений при глушении скважин осложнённых солеотложениями и на скважинах с раствором плотностью выше 1,05 г/см<sup>3</sup>;
- Обеспечить контроль при подготовке растворов глушения с ингибитором;
- Применение ЭЦН со ступенями ЖКП (жидкокристаллический полимер) ;
- Организовать отбор проб твёрдых отложений с узлов УЭЦН при демонтаже и передачу их в лабораторию;
- Удаление солеотложений с помощью кислотных обработок с ЭПО;
- Покрытие рабочих органов ЭЦН полимерами с низкой адгезией к солям.



*Снижение отказов по причине необеспечен приток:*

- Обеспечить на скважинах категории «Кандидаты на ИДН в ГТМ» проведение дополнительных исследований (замеры пластовых давлений и отжатия Нд);
- Увеличение парка Частотных преобразователей (СУ-630ЧРФ12ТОВ2 и СУ1000ЧРФ12ТОВ2);
- Провести закуп исследовательских приборов СУДОС-МК и СУДОС-мини 2 с генераторами акустических импульсов. Провести распределение по Цехам ДНГ с учётом действующего фонда и его осложнённости;
- Обеспечить определение целесообразности проведения ремонтов на скважинах низкодебитного фонда (с дебитом по нефти до 2 тонн/сут). Постановку бригады ТКРС на скважины низкодебитного фонда не производить без расчёта экономической эффективности;
- Установка программных ячеек на СУ типа ШГС и установка жесткой программы откачка, восстановление по программной ячейке на фонде АПВ.

*Снижение отказов по причине негерметичность НКТ:*

- Закуп НКТ различной номенклатуры для обновление парка по приоритетным месторождениям;
- Обеспечить создание резерва подвесок новых и ремонтных НКТ на месторождениях в объёме одного месячного запаса;
- Произвести закуп и внедрение опрессовочных клапанов для НКТ-102мм и НКТ114мм
- Контроль за спусками УЭЦН на НКТ с количеством СПО соответствующим требованиям.
- Обеспечить бригады защитными колпачками на НКТ для сохранения резьбовых соединений.

*Предупреждение отказов по причине механического повреждения кабеля:*

- Закуп и применение при спуске УЭЦН в скважину протекторов для НКТ 60мм, 73мм, 89мм, 102мм, 114мм с муфтами;
- Закуп и применение при спуске УЭЦН протектолайзеров;
- Разработать и внедрить «КАРТУ спуска УЭЦН» регулируемую скорость

спуска в зависимости от кривизны ствола скважины;

- Обеспечить 100% контроль за центровкой мачты подъемного агрегата силами супервайзеров УСТиС;
- В случае частых мех.повреждений в определенной скважине повторно прописывать инклинометрию;
- Обеспечить контроль за спуском шаблона при заглублении или смене габарита УЭЦН.

*Снижение отказов по причине высокий газовый фактор и высокая температура пласта:*

- Закуп и применение термостойких ПЭД с телеметрической системой (ТМС) в комплекте с термостойкой Гидрозащитой;
- Провести замер температур на выкиде из насоса при рабочей скважине различных типоразмеров на различных глубинах, выработать критерии расчета комплектации кабельных линий с учетом проведенных исследований;
- Закуп и применение термостойкого кабеля (температура 230 гр.) для изготовления удлинителей Направленные на предотвращение отказов по причине парафиноотложения;
- Обеспечить удаление парафиноотложений с внутренних стенок НКТ с помощью скребков-центраторов;
- Обеспечить контроль за работой АДП Снижение отказов УЭЦН фонда АПВ и фонда с нестабильным электроснабжением;
- Увеличение парка Станций Управления с плавным пуском СУ-630ППТОВ2;
- Обновление парка трансформаторов ТМПН;
- Обеспечить на этапах «демонтаж ЭПО» и «разбор ЭПО на базах» определение состояния, разбор Дополнительного оборудования, новых узлов ЭПО и качественное расследование причины отказа;
- Приобретение тепловизоров - проведение ППР по результатам тепловизоров, контроль за проведением ППР в целом.[11]

*Снижение отказов УЭЦН по субъективным причинам, направленные на повышение качества работ*

- Создать в структуре Службы РФСиПК Отдел Качества имеющего в своём составе два сектора (Сектор по повышению качества работ и Сектор контроля за разборами ЭПО, в данный сектор подготовить штат специалистов которые будут участвовать в комиссионных разборах УЭЦН.
- Создать в структуре УДНГ дополнительно Сектор по работе с новым оборудованием и технологиями (численность 3 чел.).
- Обеспечить проведение выездных совещаний с работниками и специалистами УДНГ по теме «Методы снижения субъективных причин отказов УЭЦН».
- Обеспечить проведение проверок по соблюдению технологическими службами УДНГ действующих Регламентов.
- Организовать проверки Сервисных предприятий, оказывающих услуги по обслуживанию ЭПО, по соблюдению технологических процессов и качества выполняемых работ.
- Провести закуп БСИ и программного обеспечения для СУ «ЭЛЕКТОН», АлСУ, НЭК, для специалистов-супервайзеров УСТиС и технологических служб УДНГ. Провести обучение специалистов технологических служб УДНГ навыкам работы на программе по расчёту-подбору УЭЦН к скважинам Контроль за соблюдением технологии и исполнения договорных отношений.
- Организовать работы по рассмотрению и согласованию технологических процессов на ремонт узлов УЭЦН и технологических процессов по входному контролю продукции, проводимых Сервисными предприятиями ООО «ЭПУ-Сервис» и ЗАО 89 «АЛНАС-Н».
- Обеспечить контроль за качеством проведения технологических операций работниками баз ЭПУС силами полевых супервайзеров на скважинах.
- Обеспечить контроль за внедрением на месторождениях нового ЭПО и технологий при эксплуатации мехфонда.
- Разработать и внедрить схему проведения ремонта дополнительного оборудования для Установок ЭЦН извлекаемого после отказов (фильтра-

насадки ЖНШ, ФЭЦН, забойный фильтр ФС, ШУМ, КОШ-73, контейнер ПСК, фильтра STRONG и т.д.).

- Организовать контроль над созданием Сервисными предприятиями резерва комплектов ЭПО и готовых кабельных линий в объёме неснижаемого запаса.

### **2.5.1 Дополнительный комплекс мероприятий направленных на повышение показателей МРП и СНО**

Повышение МРП и СНО ЭЦН на месторождении связано с выполнением в полном объёме мероприятий и реализацией в настоящее время на промысле дополнительного комплекса мероприятий, включающих:

- проведение на скважинах, осложненными выносом мехпримесей, контрольных отбивок текущего забоя, очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением установки гидроимпульсного воздействия (УГИВ), очистка ПЗП с УГИВ с пакером, спуск пера с промывкой скважины и отбором глубинных проб на КВЧ;
- очистку ствола скважины путем скрепперования внутренней поверхности НКТ с последующей промывкой;
- внедрение безостановочной технологии вывода на режим УЭЦН малых типоразмеров (от 18 до 70 м<sup>3</sup>/сут);
- долив в скважину ингибитора солеотложения перед запуском УЭЦН в работу.

Положительное влияние на показатели эксплуатации насосного оборудования оказывает применение нового подземного оборудования – насосов в износостойком исполнении, освинцованных удлинителей, термостойких вставок в кабельных линиях, шламоуловителей. Применение импортных ЭЦН с вариаторами частоты обеспечивает плавное увеличение депрессии на пласт и предотвращает залповые выносы мехпримесей. Очевидно, что существенно влияет на улучшение показателей эксплуатации работа с проблемными скважинами в индивидуальном порядке, включающая разработку и внедрение индивидуальных мероприятий по снижению ЧРФ. Следует учитывать, что при интенсивных отборах пластовое давление будет заметно снижаться.

### **3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИН**

#### **3.1 Применение оптимизации технологических режимов работы скважин механизированного фонда**

Исходя из анализа текущего состояния разработки «Х» месторождения, а также опыта эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин можно выделить три основные группы скважин, по которым можно проводить оптимизацию технологических режимов работы, причем как при данной установке, так и при будущем ТКРС, при котором может быть произведена замена УЭЦН на другой типоразмер.

- Скважины, которые работают в режиме автоматического повторного включения (АПВ);
- Скважины, у которых УЭЦН работает на номинальной производительности, но с высоким динамическим уровнем;
- Часто останавливающиеся скважины (ЧОС).

##### **3.1.1 Анализ работы фонда скважин, работающих в режиме автоматического повторного включения**

В период с 1 марта по 1 апреля 2019 г.:

Выбыло из фонда скважин, работающих в режиме АПВ 12 скважин. Из них: 3 - на выводе; 3 - остановлены по причине текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС); 4 - провели ремонт ОПЗ (обработка призабойной зоны) и ОПЗ + Оптимизация; 1 - вывели в режим после исследования и корректировки настройки ЗСП с установкой регулируемого штуцера; 1 - остановлена по BAD 100.

Добавилось 18 скважин. Из них: после геолого-технических мероприятий (ГТМ) ОПЗ (выход на установившийся режим) – 6 скважин; после ГТМ ввод новых скважин (ВНС) + гидравлический разрыв пласта (ГРП), ГРП, ремонтно-изоляционных работ (РИР) и вывод из бездействующего фонда (БД) (выход на установившийся режим) – 4 скважины; перевод из постоянного режима работы – 2 скважины (выход на установившийся режим после ТКРС); 1 скважина переведена в режим АПВ по

причине снижения коэффициента продуктивности. 5 скважин после ТРС спуск не расчетного оборудования (отсутствия низкодебитного оборудования).

По прогнозу:

В фонд скважин в режиме АПВ добавятся 6 скважин. Из них: 2 скважины - выход на установившийся режим после текущего ремонта скважин (ТРС), 2 скважины - несформированная система ППД (снижение эффекта после ГРП); 2 скважины - целенаправленная работа в АПВ.

Выйдут из фонда скважин в режиме АПВ - 5 скважин после ремонта (4 – ОПЗ + Оптимизация оборудования, 1 - ГТМ планово-предупредительные работы (ППР)).

Основными причинами работы УЭЦН в режиме АПВ является:

- 1) Отсутствие подачи жидкости на устье скважины для работы УЭЦН. Это вызвано низкими коллекторскими свойствами пласта, в основном приуроченных к восточной части Приразломного месторождения. Данная категория фонда скважин в режиме АПВ составляет порядка 45% скважин.
- 2) Выход на установившийся режим после основных видов ГТМ: ГРП и ЗБС. Этот процесс характерен для зон с низкими свойствами коллектора, где происходит быстрое снижение эффекта ГРП. Данная категория фонда скважин в режиме АПВ составляет порядка 20% скважин.
- 3) Снижение коэффициента продуктивности вследствие выноса количества взвешенных частиц (КВЧ) в процессе эксплуатации скважины и возможном перекрытии продуктивных интервалов, а также после текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС), при которых использовался утяжелённый раствор. Данная категория фонда скважин в режиме АПВ составляет порядка 10% скважин.
- 4) Отсутствие необходимого оборудования ЭЦН-25 при ТРС и ГТМ. Данная категория фонда скважин в режиме АПВ составляет порядка 25% скважин.

### **3.1.2 Анализ часто ремонтируемого фонда скважин**

Проведенные мероприятия по сокращению ЧРФ:

- Глушение безкальциевым раствором.
- Комплектование ЭЦН и шламоуловителя модернизированного (ШУМ) - 3 комплекта.
- Спуск износостойкого и коррозионностойкого оборудования - 3 комплекта.
- Закачка Ипроден - 4 обработки.
- Закачка Бейкер Петролайт.
- Спуск полнокомплектных ЭЦН – 3 комплекта.
- Приподъем ЭЦН – 6 ЭЦН.
- Комплектация ЭЦН без о/к – 5 спусков без о/к.
- Нормализация забоя и обработка ПЗП ингибиторами солеотложений (Акватэк, ОЭДФ) – 6 скважин.
- Закачка Большеобъемного ОЭДФ.

В результате проведенных мероприятий по сокращению ЧРФ за январь 2019 г. видно, что в феврале 2019 г. количество скважин ЧРФ сократилось с 13 до 12 и количество отказов ЧРФ сократилось с 30 до 29, в результате чего в марте 2019 г. наблюдается рост межремонтного периода скважин (МРП), а также рост средней наработки на отказ (СНО).

### **3.1.3 Оптимизация работы скважин, у которых установка электроцентробежного насоса работает на номинальной производительности, но с высоким динамическим уровнем**

Оптимизация работы скважин, у которых УЭЦН работает на номинальной производительности, но с высоким динамическим уровнем представляет собой процесс подбора скважин, оборудованных УЭЦН на увеличение частоты для получения дополнительной добычи нефти. При оптимизации в равной степени учитываются потенциальные возможности скважины и УЭЦН, условия эксплуатации, возможности нефтесбора, запасы по мощности наземного электрооборудования (НЭО) и кабельных линий.

Основные принципы подбора скважин-кандидатов, оборудованных УЭЦН на увеличение частоты:

#### *Дебит скважины*

Необходимо убедиться в корректности замера дебита:

- произвести ревизию АГЗУ.
- учитывая особенности обвязки скважин убедиться в отсутствии перетоков по замерному и нефтесборному коллекторам.

После определения корректности замера необходимо определить соответствие дебита характеристике ЭЦН с учетом текущей частоты и обводненности.

Дебит должен находиться в рабочей зоне ЭЦН, рекомендованной заводом-изготовителем погружного оборудования (в исключительных случаях для УЭЦН компрессионного исполнения – на левой границе и за ней).

При работе УЭЦН в крайней правой зоне (на 30% и выше от оптимальной зоны работы ЭЦН) увеличение частоты не производить, так как при этом рабочие колёса могут «всплыть», что приведёт к скачкообразному снижению напора, КПД и резкому повышению потребляемой мощности. При этом происходит интенсивный износ рабочих органов насоса.

#### *Динамический уровень*

Необходимо убедиться в корректности динамического уровня:

- убедиться в том, что уравнительный обратный клапан не пропускает.
- провести длительный отжим на пену (не менее 6 часов), для определения истинного динамического уровня.

После определения истинного динамического уровня необходимо определить погружение насоса под динамический уровень, как разницу глубины спуска с учётом длины установки и истинного динамического уровня.

#### *Обводнённость и количество взвешенных частиц (КВЧ)*

Необходимо определиться в корректности обводненности добываемой продукции.



Вынос КВЧ для УЭЦН обычного исполнения не должен превышать 100 мг/л, а для износостойкого исполнения 500 мг/л. При этом необходимо иметь не менее 3-х проб на КВЧ и Н20 (в течение 2-х последних месяцев).

По согласованию с отделом по работе с механизированным фондом (ОРМФ) допускается увеличение частоты на скважинах с содержанием КВЧ до 300мг/л - для насосов обычного исполнения и до 750мг/л – для насосов в износостойком исполнении.

В среднем при включении скважины в ГТМ частоту по скважине увеличивают на 5-10 Гц. При этом мы получаем определенный прирост по нефти в зависимости от дебита и обводненности скважины.

В случае, если расчетный прирост от увеличения частоты менее 3т/сут и на скважине не установлен ЧРП, геолого-техническая служба ЦДНГ совместно с сектором по работе с механизированным фондом (СРМФ) региона принимает решение о целесообразности разгона частоты на данной скважине и вправе исключить данную скважину из числа кандидатов на увеличение частоты.

Если при увеличении частоты прирост по дебиту отсутствует, геолого-техническая служба ЦДНГ совместно с СРМФ принимает решение о снижении частоты до начальной, при обязательном условии отсутствия снижения дебита при снижении частоты.

Ограничения, которые необходимо учитывать при выборе скважин-кандидатов на увеличение частоты:

- Необходимо рассмотреть причины отказов и наработки предыдущих установок (солеотложения, прекращение вращения вала (клин), нет подачи, остановка погружного оборудования по снижению сопротивления изоляции системы «кабель-ПЭД» до 0,2 кОм и ниже ( $R - 0$ ) и др.), если скважина из ЧРФ, причем все отказы произошли по объективным (техническим) причинам (механические примеси, солеотложения, высокая температура пласта и др.), то увеличение частоты на данных скважинах не производить.

- Если, во время эксплуатации в течение месяца перед началом увеличения частоты происходили остановки по защите от перегруза (ЗП), клин, то увеличение частоты на скважине не производить.

Обязательным условием является стабильные токовые нагрузки (необходимо снять токовую диаграмму, историю со станции управления (СУ) и частотного преобразователя (ЧП)), отсутствие подклинов и токов близких к номиналу. Запас по току должен быть не менее 15%, в противном случае увеличение частоты не производить.

Если происходили остановки по защите от срыва подачи (ЗСП), то необходимо определить причину (снять токовую диаграмму, историю с СУ, ЧП), возможно, имеет место прорывы газа. В данном случае увеличение частоты не производить.

Необходимо определить фактический дисбаланс токов, замерив клещами токи по фазам. На станции управления (СУ) отражаемые токи на дисплее могут не соответствовать фактическим показаниям. В случае несоответствия полученных значений показаниям на контроллере СУ, произвести калибровку приборов СУ. Дисбаланс не должен превышать – 20 %. В случае если фактический дисбаланс выше, и оптимизацией не удалось добиться положительного результата, увеличение частоты не производить.

При текущей наработке УЭЦН более 500 суток увеличение частоты без значительного прироста (более 10% от текущего тоннажа) не производить.

Температура ПЭД (обмоток статора) выше допустимой для каждого конкретного комплекта спущенного оборудования (допустимое значение определяется исполнением насоса, ПЭД, гидрозащиты и кабеля) свидетельствует о недостаточном охлаждении ПЭД. Необходимо определить причину повышения температуры ПЭД. Возможными причинами повышения температуры может быть: недостаточный приток из пласта, недостаточный напор УЭЦН при текущей частоте, неправильное направление вращения валов УЭЦН, не герметичность лифта НКТ, несоответствие отпайки напряжения оптимальной потребной. При определении причины роста температуры ПЭД необходимо её устранить.

- При увеличении частоты необходимо учесть пропускную способность насосно-компрессорных труб (НКТ) и системы нефтесбора. Расчет потерь при движении жидкости по НКТ можно выполнить по программе SubPump.
- При повышении частоты растет нагрузка на вал (т.к. меняется напор, производительность, и момент сопротивления вращению вала) и, выбрав погружной двигатель с большим запасом по мощности имеется риск скручивания вала, особенно при наличии в перекачиваемой жидкости механических примесей (эффект подклинивания).

Расчет установки на вероятность слома вала при увеличении частоты можно произвести по программе SubPump.

- При определении планируемой частоты необходимо учесть рост потребляемой мощности ПЭД при увеличении частоты и, как следствие, потребляемого напряжения. Необходимо при запуске скважины выставлять напряжение базовой частоты (либо базового напряжения) с учетом максимальной частоты для данного ЭЦН.

В случае если напряжения, соответствующие максимальной отпайке трансформатора недостаточно, увеличение частоты с данным трансформатором не производить

Любое отклонение от указанных ограничений может привести к неэффективному увеличению частоты (отсутствие прироста), текущим остановкам скважины, преждевременному отказу УЭЦН и наземного электрооборудования (НЭО).

### **3.1.4 Оптимизация работы фонда часто останавливающихся скважин**

Фонд ЧОС представляет собой фонд скважин с периодическим режимом работы УЭЦН, эксплуатация которых по некоторым причинам в постоянном режиме невозможна.

Причинами работы в периодическом режиме могут явиться:

- Несоответствие характеристики скважины характеристике насоса (ошибка в выборе типоразмера УЭЦН);
- Некорректно рассчитанный потенциал скважины;

- Отсутствие необходимого оборудования УЭЦН;
- Высокий газовый фактор в скважинах, провоцирующий срыв подачи по газу;
- Снижение влияния системы поддержания пластового давления (ППД) окружающих скважин (падение пластового давления в скважине);
- Засорение призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации;

Если в процессе вывода скважины на режим не удалось достигнуть расчётного притока из пласта, необходимого для стабильной работы УЭЦН, то проводятся работы по ограничению производительности УЭЦН. Ограничение производительности УЭЦН осуществляется следующими способами:

- использование станций управления с частотно-регулируемыми приводами (ЧРП) (понижение промышленной частоты тока);
- использование штуцера на выкидном манифольде фонтанной арматуры.

Если штуцированием или с помощью частотного регулирования не удаётся добиться стабильного режима работы системы «скважина-УЭЦН», то следует переходить на работу в режим автоматического повторного включения.

При определении программы периодической работы УЭЦН необходимо учитывать следующие критерии:

- режим работы УЭЦН должен обеспечить максимальную депрессию на пласт на протяжении времени его работы;
- время охлаждения УЭЦН между циклами откачки должно быть не менее 2 часов;
- время работы УЭЦН при настройке программной ячейки СУ не должно допускать остановки по срыву подачи (срабатывание защиты от срыва подачи (ЗСП)).

Для достижения положительных результатов по снижению периодического фонда с УЭЦН, необходимо провести планирование мероприятий до возникновения режима АПВ, т.е. во время эксплуатации скважины.

Для скважин, вошедших в ЧОС за март 2019 г. будут так же проведены мероприятия по выводу их из ЧОС, среди которых установка регулируемого штуцера,

установка большего перепада между буферным и линейным давлениями, установка ЧРП, постановка бригады КРС, корректировка защиты от срыва подачи (ЗСП).

### **3.2 Основные программы мониторинга фонда скважин и подбора погружного оборудования**

#### *Телемеханика (ТМ)*

Программа ТМ, которая позволяет производить мониторинг фонда и видеть текущие остановки скважин.

*РН-Добыча* – программа, позволяющая заносить работу операторов по добычи для анализа и отслеживания работы скважин.

Данная программа позволяет отслеживать все изменения в работе скважины, в том числе изменение дебита скважины, и изменение токовых загрузок УЭЦН. Что позволяет облегчить решение технолога для принятия тех или иных мероприятий по данной скважине.

#### *ЦДС-Менеджер*

ЦДС-менеджер - позволяет экспортировать в MicrosoftOfficeExcel документы: все остановки, отказы, а также причины остановок и причины отказов скважин для проведения анализа работ.

Экспортируя данные отчеты в MicrosoftOfficeExcel можно отслеживать те скважины, которые часто останавливаются, и принимать решения о проведении по ним соответствующих мероприятий. По этой программе удобно формировать отчеты для составления сводок и отчетов за разные промежутки времени.

#### *Rosneft-Wellview*

Rosneft-Wellview – система мониторинга механизированного фонда.

- Rosneft-Wellview – система выявления ключевых потерь и резервов (экспресс-оценка выявления источника и степени проблемы)
- Уникальность состоит в возможности одновременного анализа параметра в 2-х плоскостях: размер и цвет (принцип отображения «позаимствован» у одного из американских университетов и защищен правами Роснефть)

- Система является инструментом ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА и не претендует на систему точной отчетности (бухгалтерия, коммерческий учет добычи нефти и т.п.)
- Rosneft-Wellview аналогов в России не имеет (скорость, объем одновременно анализируемых данных, отображение)

Главные отличия Rosneft-Wellview состоят в легкости использования и объединении данных из разрозненных источников (более 5 официальных баз данных: ЦДС, ОИС, ЭПОС, ШАХМАТКА, Техрежим, и др.).

### *Комплекс решений на основе Rosneft - WellView*

Основная цель создания комплекса Rosneft - Wellview:

- Быстро обрабатывать большие массивы информации из локальных (разрозненных) баз.
- Автоматически приоритезировать и выявлять отклонения параметров (на основе регламентных критериев) по направлениям:
- Потери (текущие остановки, отказы, снижения, рост обв.)
- Резервы (приоритеты ИДН, кандидаты на раскритку)
- Уникальность комплекса Rosneft - WellView:
- Простота в использовании (проблема выявляется за 3 щелчка)
- Ценность для разных уровней:
- ЦДНГ (ситуационный анализ скважин, реакция, объяснения)
- Регион (групповой анализ ЦДНГ, объяснения)
- ДО (групповой анализ регионов, мероприятия)
- РН (групповой анализ ДО, мероприятия)
- Источники информации для Rosneft - WellView :  
Серийные базы данных:
- - ЦДС (шахматка, АПВ и др.)
- - Технологический режим
- - ОИС

- - ЭПОС, День Качества (информация по разборам оборудования)
- - АТОЛЛ (информация по ремонту ПКРС)
- - Возможность загрузки любой информации EXCEL: (скважины с УДЭ, и др).

### *RosPump*

В программе “RosPump” подбор УЭЦН организован в виде пошагового процесса, результатом которого является набор погружного оборудования (насос, двигатель, кабель), соответствующий требованиям пользователя.

### **3.3 Рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин «Х» месторождения**

Кроме запланированного комплекса мероприятий по повышению эффективности работы насосных установок можно порекомендовать применение комплексного привода на базе вентильного электродвигателя с системой телеметрического контроля и регулирования параметров работы насосной установки для адаптации ее характеристики к параметрам скважины.

Привод работает в комплекте с насосами, кабельными линиями, и трансформаторами, используемыми в составе обычных УЭЦН с асинхронными погружными электродвигателями типа ПЭД. Диапазон регулирования частоты вращения электродвигателя – 500- 3500 об/мин.

По сравнению с традиционными асинхронными ПЭД вентильные двигатели обладают целым рядом характеристик, делающих их применение привлекательным с экономической точки зрения. Использование вентильного электродвигателя в качестве привода УЭЦН позволяет изменять частоту вращения вала в расширенном диапазоне, а значит максимально оперативно реагировать на изменение дебита скважины и динамического уровня без производственных остановок и проведения спуско-подъемных операций. Принципиальное отличие вентильных двигателей от серийных асинхронных ПЭД заключается в возможности регулирования частоты вращения за счет изменения силы тока, в то время как скорость вращения асинхронного двигателя можно регулировать, лишь изменяя частоту тока с помощью частотных преобразователей. Таким образом, более простая конструкция

вентильного электродвигателя позволяет регулировать частоту оборотов без применения дополнительного дорогостоящего оборудования – частотно-регулируемых приводов (ЧРП).

Значение КПД вентильного электродвигателя гораздо выше – более 90%, и оно почти не изменяется при колебаниях напряжения питающей сети, а также при изменении нагрузки на привод, за счет более высокого КПД вентильные электродвигатели меньше перегреваются, что увеличивает ресурс изоляционных материалов и позволяет сократить количество отказов по причине оплавления кабеля в месте кабельного ввода.

Анализ результатов ревизии узлов УЭЦН, подвергшихся расчленению и «полетам», показывает, что основной причиной разрушений является вибрация под воздействием возмущающей силы, возникающей в центробежных насосах в результате износа радиальных опор рабочих органов в абразивной среде, и химической коррозии.

Радикальным техническим решением снижения нагрузок на опорные поверхности рабочих органов ЭЦН, снижения амплитуды вибрации и величины возмущающей силы является установка в насосе промежуточных подшипников, износостойких в абразивной среде с твердостью частиц до 7 баллов по Моосу. Использование насосов с двухопорными ступенями существенно снижает количество отказов и повышает наработку на отказ. В тоже время стоимость таких насосов существенно выше и ремонт их требует больших затрат высококвалифицированной рабочей силы. Такие насосы могут быть рекомендованы в первую очередь для высокодебитных низкообводненных скважин, простой которых существенно снижает суммарную добычу нефти.

В целом, применение механизированной добычи для условий «Х» месторождения является оптимальным способом подъема жидкости в скважинах. Дальнейшая стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при расширении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с продуктивностью скважин и уточненными физикохимическими свойствами флюидов, расширении использования



износостойкого оборудования, способного работать в интенсивных условиях эксплуатации, а также в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6В1	Гордымов Владимир Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томск
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 50% Норма амортизации – 20%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС (20%), налог на прибыль (20%)

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование проекта Сравнительный анализ фактических затрат до смены УЭЦН и после
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Определение этапов работ; Определение трудоемкости работ; Определение бюджета работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности смены ЭЦН 45 на ЭЦН 60.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. График сравнительных значений затрат до и после реализации проекта
---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику
--

23.04.2021
------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		23.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Гордымов Владимир Сергеевич		23.04.2021

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **Введение**

В этом разделе проводим расчет организационных работ по смене УЭЦН и рассчитывается экономическая эффективность после проведения ГТМ, в связи с тем, что во время эксплуатации скважин иногда необходимо оптимизировать работу скважины путем смены УЭЦН с менее производительного на более производительный.

### **Цель**

Рассчитать экономическую эффективность после смены УЭЦН5-45-1800 на УЭЦН5-60-1800, а также заработную плату и амортизационные затраты и рассчитываем затраты на проведения организационно-технического мероприятия.

### **4.1 Планирование проведения работ по спуску установки электроцентробежного насоса**

#### **4.1.1 Организация проведения работ по спуску установки электроцентробежного насоса**

Работу производит бригада ПРС в составе оператора 5 разряда и оператора 4 разряда с использованием подъемника УПА – 60.

Все работы подразделяются условно на 4 этапа (Рисунок 9):

1. Подготовительные работы 10 часов.
2. Подъем оборудования из скважины 30 часов.
3. Монтаж нового оборудования от 5 часов.
4. Спуск смонтированного оборудования 36 часов.

#### *Подготовительные работы.*

К месту проведения доставляется необходимое оборудование. Переезд на тракторе К-701 с тележкой. Чтобы начать работу по подъему НКТ необходимо произвести глушение скважин раствором,  $\rho=1,03 \text{ г/см}^3$ . Глушение производит специализированное звено в составе оператора 5 разряда и машиниста ЦА-320. Для глушения потребуется около 30 тн. раствора, для доставки которого используется

цистерна АКН - 10. На весь объем подготовительных работ затрачено 10 часов рабочего времени.

#### *Подъем оборудования из скважины.*

После окончания глушения и выдержки времени, необходимого для стекания раствора, приступают к подъемным работам, они включают в себя следующие основные операции:

1. Монтаж УПА – 60.
2. Демонтаж фонтанной арматуры и подрыв планшайбы.
3. Подъем НКТ с помощью подъемника УПА – 60, замер длины НКТ, укладка на мостки. Все работы производит ПРС в количестве двух человек 5 и 4 разрядов и подъемника УПА – 60. Продолжительность работ 30 часов.

Работы ведутся в 2 смены по 12 часов.

Монтаж нового оборудования.

Монтаж УЭЦН производится силами монтажной бригады.

Продолжительность работ 5 часов.

Спуск нового оборудования.

Бригада ПРС производит спуск установки. Продолжительность работ 36 часов.

#### *Заключительные работы.*

После монтажа оборудования производится уборка территории, увозят излишки НКТ, погрузку производит звено стропальщиков с помощью крана, производится пропарка устьевой арматуры, рабочей площадки, инструментов ППУ, производится проверка на герметичность скважинного оборудования на 60 кгс/см<sup>2</sup>. После заключительных работ, мастер ПРС сдает скважину оператору и мастеру цеха добычи нефти. На весь объем работ уходит 3 часа. Общее время перевода 81 час.

Среднесуточный дебит скважин до и после проведения мероприятия по оптимизации УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800:  $Q_1=44,1$  т/сут. и после проведения  $Q_2=60,3$  т/сут.

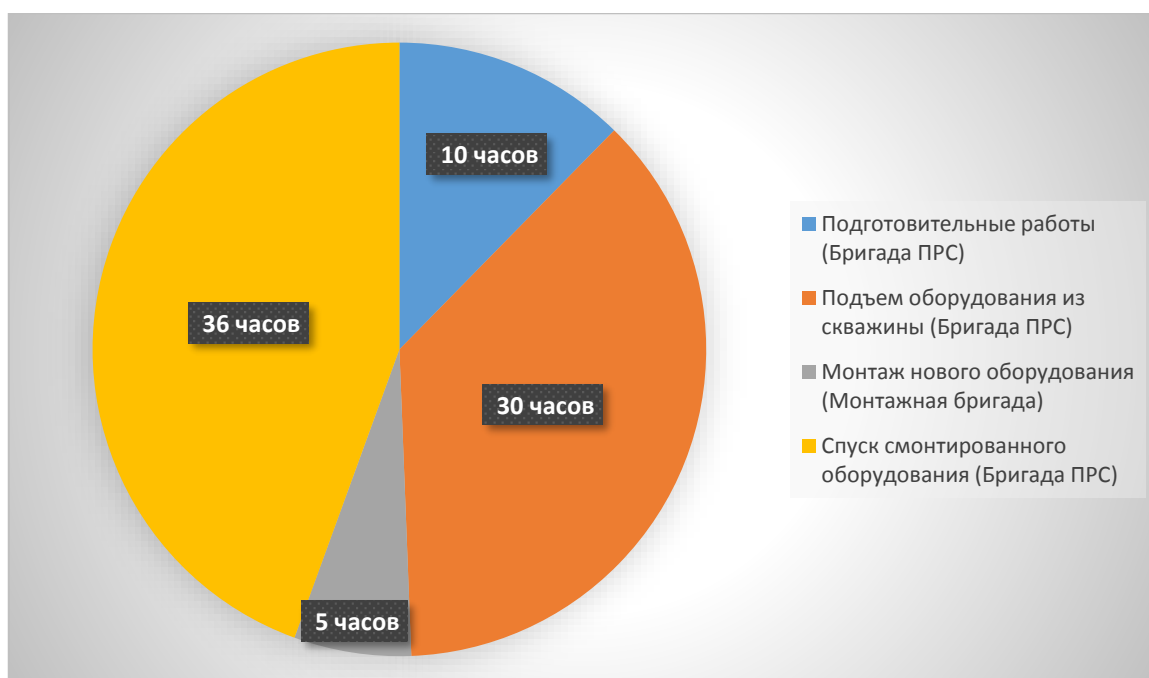


Рисунок 9 – Выполнение работ по спуску УЭЦН

## 4.2 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия

### 4.2.1 Расчёт основной заработной платы

На заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость по нижеприведенной форме:

Таблица 11 – Отношение тарифных ставок рабочих относительно разряда

Профессия	Кол-во рабочих, чел.	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
1. Мастер ПРС	1	10	22	117,95	2594,9
2. Мастер ЦДНГ	1	10	2	117,95	235,9
3. Оператор ПРС	1	8	81	103,18	8357,58
4. Оператор ПРС	1	6	81	84,56	6849,36
5. Оператор глушения скважин	1	6	8	84,56	676,48
6. Оператор добычи нефти	1	6	2	84,56	169,12
7. Стропальщик	1	6	8	84,56	388,48

Профессия	Кол-во рабочих, чел.	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
8. Стропальщик	1	5	8	68,6	548,8
9. Электромонтажник	1	7	6	94,92	569,52
10. Слесарь КИПиА	1	7	4	94,92	379,68
<b>ИТОГО</b>	10				20769,82

Заработную плату определяем по формуле:

$$З_p = Ч * Т * С_2$$

где Ч – численность рабочих соответствующего разряда, чел.

Т - затраты рабочего времени соответствующего разряда на проведение мероприятия, чел.

С<sub>2</sub> – часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$Д_p = \frac{З_p * Н_{пр}}{100}$$

где Н<sub>пр</sub> – размер премии в % от прямой заработной платы

$$Д_p \text{ мастера ПРС} = \frac{2594,9 * 50}{100} = 1297,45 \text{ руб.}$$

Таблица 12 – Суммы доплат, учитывающую размер премии

Профессия	Доплаты, руб.
1. Мастер ПРС	1297,45
2. Мастер ЦДНГ	117,95
3. Оператор ПРС 8 р.	4178,79
4. Оператор ПРС 6 р.	3424,68

Профессия	Доплаты, руб.
5. Оператор глушения скважин	202,94
6. Оператор добычи нефти	
7. Стропальщик 6 р.	50,73
8. Стропальщик 5 р.	116,54
9. Электромонтажник	164,64
10. Слесарь КИПиА	170,85
	113,90
<b>ИТОГО</b>	<b>9838,47</b>

Затем определяем заработную плату рабочих с учётом доплат (расчётную заработную плату) по формуле:

$$З_{\text{рас}} = \Sigma З_{\text{р}} + \Sigma Д_{\text{р}}$$

$$З_{\text{рас}} = 20769,82 + 9838,47 = 30608,29 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$З_{\text{р.к.}} = З_{\text{рас}} * K_{\text{р}}$$

$$З_{\text{р.к.}} = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.}$$

где  $K_{\text{р}}$  – районный коэффициент к зарплате

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям по формуле:

$$Д_{\text{сев}} = \frac{З_{\text{рас}} * q}{100} = \frac{3068,29 * 50}{100} = 15304,15 \text{ руб.}$$

где  $q$  – размер оплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям.

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле:

$$З_{\text{общ.осн}} = (З_{\text{р.к.}} + Д_{\text{сев}}) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.}$$



#### 4.2.2 Расчёт дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{доп}} = \frac{З_{\text{общ.осн}} * Д}{100} = \frac{61216,59 * 11}{100} = 6733,82 \text{ руб.}$$

где  $З_{\text{общ.осн}}$  – основная заработная плата, руб.

Д – размер дополнительной заработной платы в % к основной заработной плате (11% для нашего региона).

#### 4.2.3 Расчёт отчислений во внебюджетные фонды

Отчисления на социальные нужды определяются в проценте от суммы основной и дополнительной заработных плат по формуле:

$$О_{\text{сн}} = \frac{(З_{\text{общ.осн}} + З_{\text{доп}}) * О}{100} = \frac{(61216,59 + 6733,82) * 30,2}{100} = 20385,12 \text{ руб.}$$

где О – размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработных плат, % (О = 30,2%).

#### 4.2.4 Расчёт материальных затрат

Стоимость материалов, расходуемых на проведение мероприятия, определяется по формуле:

$$С_{\text{м}} = Ц_{\text{м}} * М * N = 100 * 30 * 1 = 3000 \text{ руб.}$$

где  $Ц_{\text{м}}$  – цена материала, руб.

М – количество материала, расход на проведение мероприятия

N – число скважин

Таблица 13 – Стоимость материалов

Наименование материала	Единица измерения	Кол-во скважин	Количество материала	Цена, руб.	Стоимость материала
Раствор глушения	т	1	30	100	3000
<b>ИТОГО</b>					3000

По формуле рассчитаем стоимость затраченной электроэнергии:

$$C_{э/э} = H_{э/э} * T_p * N = 4,9 * 81 * 1 = 396,9 \text{ руб.}$$

где  $H_{э/э}$  – норма расхода электроэнергии на единицу рабочего времени, руб./ч

$T_p$  – время проведения мероприятия, час.

$N$  – число скважин

#### 4.2.5 Расчёт амортизации основных производственных фондов

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$A_{\Gamma} = \frac{C_{\Pi} * n * H_a}{100}$$

где  $C_{\Pi}$  – первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб.

$H_a$  – годовая норма амортизации оборудования, %

$n$  – число единиц оборудования данного вида, шт.

Таблица 14 – Амортизация основных производственных фондов

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Балансовая стоимость, руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		ед.оборуд.	всего		
1.УЭЦН	1	117450	117450	18,3	21493,35
2. Вагон-«Кедр 4Ю»	1	110000	110000	14,3	15730
3.Мост приемный	1	95460	95460	20	19092
<b>ИТОГО</b>					56315,35

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$A_M = \Sigma A_{\Gamma} * \frac{T_p}{T_k}$$

$$A_M = \Sigma A_{\Gamma} * T_p / T_k$$

где  $T_k$  – календарный фонд рабочего времени оборудования, час.

$$T_k = 365 * 24 = 8760 \text{ час.}$$

$T_p$  – время проведения мероприятия

$$A_m = 56315,35 \times \frac{81}{8760} = 520,72 \text{ руб.}$$

#### 4.2.6 Расчёт стоимости услуг, выполненных сторонними организациями

Стоимость транспортных услуг определяется по формуле:

$$C_{\text{усл.}} = C_{\text{усл.}}^2 * T_p * N$$

где  $C_{\text{усл.}}^2$  – стоимость часа работы единицы транспорта или спецтехники

$T_p$  - время работы единицы транспорта или спец. техники при проведении мероприятия, час.

$$C_{\text{усл.}} = 10422,53 * 1 = 10422,53 \text{ руб.}$$

Расчёт стоимости услуг сводим в таблицу 15.

Таблица 15 – Стоимость используемого оборудования

Наименование техники	Время Работы, час.	Стоимость 1 час. работы	Стоимость услуг, руб.
1. Цементный агрегат ЦА-320	22	47,38	1042,36
2. Подъёмник УПА – 60	81	62,81	5087,61
3. Трактор К-700	10	77,55	775,5
4. Атомаш. УРАЛ-357. Трубовоз.	16	38,32	613,12
5. Атомаш. УРАЛ «ВАХТА»	30	38,77	1163,1
6. Автоцистерна АЦН-12	18	32,53	585,54
7. Площадка КРАЗ-255	10	58,45	584,5
8. Автокран АК-8	8	71,35	570,8
<b>ИТОГО</b>			10422,53

#### 4.2.7 Расчёт прочих расходов

Сумма прочих расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{пр.}} = \frac{Z_{\text{пр.}} * P_{\text{р}}}{100}$$

где  $P_{\text{р}}$  – размер прочих расходов от прямых затрат,  $P_{\text{р}} = 5\%$

$Z_{\text{пр.}}$  – сумма прямых затрат на проведение мероприятия, руб.

Сумма прямых затрат рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{пр.}} = Z_{\text{общ.осн.}} + Z_{\text{доп.}} + O_{\text{с.н.}} + C_{\text{э/э}} + C_{\text{м}} + A_{\text{м}} + C_{\text{усл.}}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр.}} &= 61216,59 + 6733,82 + 20385,12 + 396,9 + 3000 + 561,72 + 104,2253 \\ &= 102716,68 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$C_{\text{пр.}} = \frac{102716,68 * 5}{100} = 5135,83 \text{ руб.}$$

#### 4.2.8 Расчёт цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{цех.}} = Z_{\text{пр.}} * C_{\text{р}}/100$$

где  $C_{\text{р}}$  – размер цеховых расходов в % от прямых затрат  $C_{\text{р}} = 14\%$

$$C_{\text{цех.}} = \frac{102716,68 * 14}{100} = 14380,34 \text{ руб.}$$

#### 4.2.9 Смета затрат на проведение мероприятия

На основании вышеприведенных расчётов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по формуле:

$$Z_{\text{см.}} = Z_{\text{пр.}} + C_{\text{пр.}} + C_{\text{цех.}} = 102716,68 + 5135,83 + 14380,34 = 122232,85 \text{ руб.}$$

Расчёт сводим в таблицу:

Таблица 16 – Затраты на проведение мероприятия

Статьи расходов	Сумма, руб.
1. Основная заработная плата	61216,59
2. Дополнительная заработная плата	6733,82
3. Отчисления на социальные нужды	20385,12

4. Материалы	3000
5. Электроэнергия	396,9
6. Амортизация основных фондов	561,72
7. Услуги	10422,53
8. Всего прямых затрат	102716,68
9. Прочие расходы в % от прямых затрат (5%)	5135,83
10. Цеховые расходы	14380,34
<b>ИТОГО затрат</b>	<b>122232,85</b>

### **4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта**

#### **4.3.1 Определение ресурсной и экономической эффективности**

##### **4.3.1.1 Расчёт прироста добычи нефти**

Объём добычи нефти по скважинам за год определяется по формуле:

$$Q = q \cdot T_k \cdot K_{\text{Э}} \cdot K_U,$$

где  $T_k$  – календарный фонд времени соответственного месяца, суток.

$q$  – Среднесуточный дебит скважины, т/сут.

$K_{\text{Э}}$  – коэффициент эксплуатации скважин.

$K_U$  – коэффициент изменения дебита скважин

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце до проведения мероприятия

$$Q_1 = q_1 \cdot T_k \cdot K_{\text{Э}} \cdot K_U = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,995 = 1156,2 \text{ тн.}$$

$$Q_2 = 44,1 \cdot 28 \cdot 0,85 \cdot 0,99 = 1039,2 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,985 = 1144,5 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = 44,1 \cdot 30 \cdot 0,85 \cdot 0,98 = 1102,2 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,975 = 1133,1 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = 44,1 \cdot 30 \cdot 0,85 \cdot 0,97 = 1090,8 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,965 = 1121,4 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,96 = 1115,7 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = 44,1 \cdot 30 \cdot 0,85 \cdot 0,955 = 1073,7 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,95 = 1103,7 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,945 = 1062,6 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,94 = 1092,3 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти за год до проведения мероприятия.

$$Q_1 = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) * N,$$

где N – число скважин

$$Q_1 = 13235,4 \text{ тн.}$$

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$Q_1 = q_1 \cdot T_K^1 \cdot K_{\Sigma} \cdot K_U$$

$$Q_1 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ тн.}$$

$$Q_2 = 60,3 * 28 * 0,9 * 0,995 = 1511,9 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,99 = 1611,8 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,985 = 1657,1 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,98 = 1595,5 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,975 = 1640,3 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,97 = 1631,9 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,965 = 1571,1 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,96 = 1615,1 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,955 = 1554,8 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,95 = 1598,3 \text{ тн.}$$

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$Q_{11} = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) * N$$

$$Q_{11} = 19335,6 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_{11} - Q_1$$

$$\Delta Q = 6100,2 \text{ тн.}$$

#### 4.3.1.2 Расчёт условно-постоянных и условно-переменных затрат

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.3} = C_{1.3} * Q_1 = 9 * 13235,4 = 119118,6 \text{ руб.},$$

где  $C_{1.3}$  - сумма основной заработной платы рабочих на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.4} = C_{1.4} * Q_1 = 3,48 * 13235,4 = 46059,3 \text{ руб.},$$

где  $C_{1.4}$  – сумма отчислений на социальные нужды на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на амортизацию скважины, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.5} = C_{1.5} * Q_1 = 51,6 * 13235,4 = 682946,7 \text{ руб.},$$

где  $C_{1.5}$  – сумма отчисления на амортизацию скважины на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.8} = C_{1.8} * Q_1 = 135,3 * 13235,4 = 1790749,5 \text{ руб.},$$

где  $C_{1.8}$  – расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.9} = C_{1.9} * Q_1 = 6,9 * 13235,4 = 91324,2 \text{ руб.},$$

где  $C_{1.9}$  – цеховые расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем сумму общепроизводственных расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.10} = C_{1.10} * Q_1 = 118,5 * 13235,4 = 1568394,9 \text{ руб.},$$

где  $C_{1.10}$  – общепроизводственные расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Сумма условно-постоянных расходов остаётся неизменной при изменении объёма добычи нефти, то есть:

$$C_{1.3} = C_{2.3} = C_{1.3} * Q_1$$

Таблица 17 – Условно-постоянные расходы при изменении объёма добычи нефти

Условно-постоянные затраты	Сумма, руб.
Основная заработная плата рабочих	119118,6
Отчисления на социальные нужды	46059,3
Отчисления на амортизацию скважины	682946,7
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	1790749,5
Цеховые расходы	91324,2
Общепроизводственные расходы	1568394,9

Определяем условно-постоянные затраты на тонну нефти после проведения мероприятия

$$C_{1.3} = \frac{C_{2.3}}{Q_{11}} = \frac{119118,6}{19335,6} = 6,16 \text{ руб.}$$

Таблица 18 – Условно-постоянные затраты на тонну нефти после проведения мероприятия

Условно-постоянные затраты	Сумма, руб.
Основная заработная плата рабочих	6,16
Отчисления на социальные нужды	2,37
Отчисления на амортизацию скважины	35,4
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	92,7
Цеховые расходы	4,71
Общепроизводственные расходы	81,1

По условно-переменным затратам расходы на тонну нефти до и после проведения мероприятия равны между собой.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат:



### **Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:**

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.1} = C_{1.1} * Q_1 = 4,83 * 13235,4 = 63926,7 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.1} = C_{2.1} * Q_{11} = 4,83 * 19335,6 = 93390,9 \text{ руб.,}$$

где  $C_{1.1}$  - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти, приходящих на тонну нефти.

### **Расходы по искусственному воздействию на пласт:**

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.2} = C_{1.2} * Q_1 = 49,2 * 13235,4 = 65118,8 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.2} = C_{2.2} * Q_{11} = 49,2 * 19335,6 = 951311,5 \text{ руб.,}$$

где  $C_{1.2}$  - сумма затрат по искусственному воздействию на пласт на 1 тонну нефти

### **Расходы по сбору и транспортировке нефти:**

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.6} = C_{1.6} * Q_1 = 0,6 * 13235,4 = 7941,3 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.6} = C_{2.6} * Q_{11} = 0,6 * 19335,6 = 11601,4 \text{ руб.,}$$

где  $C_{1.6}$  - сумма затрат на сборы и транспортировку, приходящихся на 1 тонну нефти

### **Расходы на технологическую подготовку нефти:**

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.7} = C_{1.7} * Q_1 = 2,4 * 13235,4 = 31764,9 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.7} = C_{2.7} * Q_{11} = 2,4 * 19335,6 = 46405,4 \text{ руб.,}$$

где  $C_{1.7}$  - расходы на технологическую подготовку нефти, приходящиеся на 1 тонну нефти

### **Прочие производственные расходы на подготовку нефти:**

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.11} = C_{1.11} * Q_1 = 89,1 * 13235,4 = 1179274,2 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.11} = C_{2.11} * Q_{11} = 89,1 * 19335,6 = 1722801,9 \text{ руб.},$$

где  $C_{1.11}$  - сумма прочих расходов, приходящихся на 1 тонну нефти

#### 4.3.1 Расчет сравнительных показателей до и после реализации проекта

Полученные результаты расчетов определения сравнительных показателей до и после реализации проекта сводим в таблицу 19 (Рисунок 10).

Таблица 19 – Затраты до проведения мероприятия и после

Наименование статей затрат	Сумма затрат, руб.				Отклонения , руб.
	До мероприятия		После мероприятия		
	Всего, руб.	на 1 тн.	Всего, руб.	на 1 тн.	
1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	63926,7	4,83	93390,9	4,83	
2. Расходы по искусственному воздействию на пласт	651181,8	49,2	951311,5	49,2	
3. Основная зарплата производственных рабочих	119118,6	9	119118,6	6,16	-2,84
4. На социальные нужды	46059,3	3,48	46059,3	2,37	-1,11
5. На амортизацию скважин	682946,7	51,6	682946,7	35,4	-16,2
6. Расходы по сбору и транспортировке нефти	7941,3	0,6	11601,4	0,6	
7. На технологическую подготовку нефти	31764,9	2,4	46405,4	2,4	
8. На содержание и эксплуатацию оборудования	1790749,5	135,3	1790749,5	92,7	-42,6
9. Цеховые расходы	91324,2	6,9	91324,2	4,71	-2,19
10. Общепроизводственные расходы	1568394,9	118,5	1568394,9	81,1	-37,4
11. Прочие расходы	1179274,2	89,1	1722801,9	89,1	
ИТОГО	6232682,1	470,91	7124104,3	368,57	-102,34

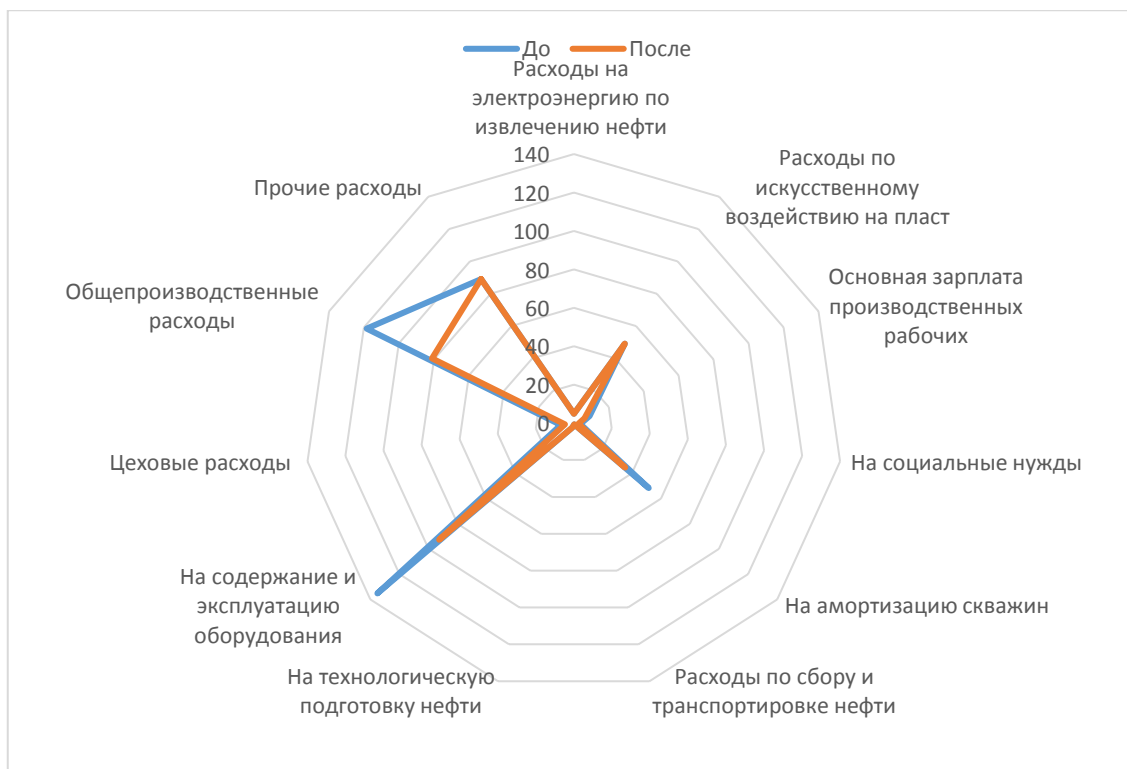


Рисунок 10 – График сравнительных значений затрат до и после реализации проекта

#### 4.3.3 Расчёт годового экономического эффекта

Для определения годового экономического эффекта от проведения мероприятия необходимо сопоставить себестоимость 1 тн. нефти до проведения мероприятия и после проведения мероприятия с учётом дополнительных затрат, связанных с его проведением. Произведения их разности на объём добычи нефти, после проведения мероприятия даст сумму годового экономического эффекта:

$$\mathcal{E}_r = (C_1 - C_2) * Q_{11}$$

где  $C_1$  – себестоимость тонны нефти до проведения мероприятия, руб.

$C_2$  – себестоимость тонны нефти после проведения мероприятия с учётом затрат на проведение мероприятия, руб.

$Q_{11}$  – прирост добычи, тн.

$$C_2 = \frac{(C_{r2} + Z_{c.m.})}{Q_{11}}$$

где  $C_{r2}$  – сумма годовой себестоимости нефти после проведения мероприятия, руб.

$Z_{c.m.}$  – сумма затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = \frac{(7124104,3 + 122232,85)}{19335,6} = 374,76 \text{ руб./т}$$

$$\mathcal{E}_r = (470,91 - 374,76) * 19335,6 = 1859117,94 \text{ руб.}$$

Затем определяется удельная годовая экономии, приходящая на 1 т нефти по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{уд.г}} = \frac{\mathcal{E}_r}{Q_{11}} = (C_1 - C_2) = (470,91 - 374,86) = 96,05 \text{ руб./т}$$

#### **4.3.3.1 Расчёт прироста прибыли**

Сумма прироста прибыли за счёт проведения мероприятия по оптимизации ЭЦН определяется по формуле:

$$\Delta\Pi = \Pi_2 - \Pi_1$$

где  $\Pi_2$  и  $\Pi_1$  – расчётная прибыль до и после проведения мероприятия, руб.

$$\Pi_1 = (\mathcal{C} - C_1) * Q_1$$

$$\Pi_1 = (1700 - 470,90) * 13235,4 = 16267497,8 \text{ руб.}$$

$$\Pi_2 = (\mathcal{C} - C_2) * Q_{11}$$

$$\Pi_2 = (1700 - 374,86) * 19335,6 = 25622376,98 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi = 25622376,98 - 16267497,8 = 9354879,18 \text{ руб.}$$

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящийся на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta\Pi_{\text{уд.}} = \frac{\Delta\Pi}{Q_{11}} = \frac{9354879,18}{19335,6} = 483,85 \text{ руб./т}$$

#### **4.3.4 Техничко-экономические показатели**

Показатели и их изменения в результате проведения мероприятия приводятся в таблице 20.

Таблица 20 – Изменения технико-экономических показателей

Наименование	ед.изм	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонения
1. Дебит скважины	тн/сут	44,1	60,3	+16,2
2. Годовой объём добычи нефти	тн.	13235,4	19335,6	+6100,2
3. Себестоимость нефти без единовременных затрат (годовая)	руб.	6232682,1	7124104,3	+891422,2
4. Себестоимость 1 тн. нефти с учётом единовременных затрат	руб.	470,91	374,76	-96,15
5. Условно годовая экономия	руб.		1859117,94	
6. Прирост прибыли	руб.		9354879,18	

**Вывод:**

В результате перевода скважины с УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800 дебит нефти увеличился на 16,2 т. в сутки, что составляет 6100,2 т. годового прироста. При этом себестоимость одной тонны нефти с учетом единовременных затрат снизилась на 96,15 рублей. За счет снижения себестоимости и увеличения добычи нефти условно-годовая экономия составила 1859117,94 руб., что дает прирост прибыли 9354879,18 руб./год. Следовательно, перевод скважины с УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800 является экономически эффективным мероприятием.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Гордымов Владимир Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

<b>Оптимизация технологических параметров работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов на нефтяном месторождении «Х» (Томская область)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: эксплуатация установок электроцентробежного насоса Область применения: добывающие скважины
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума и вибрации; - повышенная запыленность рабочей зоны; - недостаточная освещенность. Опасные факторы: - химические реагенты; - высокое давление; - механические опасности.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС:

	- разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - нарушение электроснабжения. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	23.04.2021
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		23.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Гордымов Владимир Сергеевич		23.04.2021

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Все производственные объекты сопровождаются воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Добываемая жидкость со скважин при помощи установок электроцентробежных насосов подаётся на устье скважины, далее через фонтанную арматуру и выкидные линии проходит через АГЗУ, где замеряется количество добываемой нефти, воды и газа. После замера дебита скважины, жидкость по трубопроводу транспортируется на УПН.

### 5.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Таблица 21 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.  2. Неудовлетворительные метеорологические условия.  3. Повышенный уровень шума и вибрации.  4. Отсутствие или неудовлетворительное освещение.	1. Поражение электрическим током.  2. Пожароопасность.  3. Взрывоопасность.  4. Давление в системах работающих механизмов.	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества». 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность». 3. СНиП 2.09.04.874. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие». 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.



### *Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны*

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания.

Средства индивидуальной защиты органов дыхания подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. Средства индивидуальной защиты органов дыхания проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда – допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

### *Пониженная температура окружающей среды*

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, должны быть, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе:

- 1) ремонтные и строительно – монтажные работы:  
без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С;  
свыше 8 м/с: - 29 °С.
- 2) все остальные работы:  
без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С;  
свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

#### *Повышенный уровень шума и вибрации*

Многие производственные процессы сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБ. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение средств индивидуальной для органов слуха такие как антифоны - заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

#### *Неудовлетворительная освещенность*

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения.

Таблица 22 – Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол		100
в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки)	VI	75
г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	IVв	150
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	30
з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIIIa	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10
м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIIIa	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.	XI	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50

Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2

Вывод: При соблюдении установленных работ по световым нормам перечисленных выше, является допустимо КЛ 2.

### *Поражение электрическим током*

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1) Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки).

2) Обувь (Галоши и ботинки предназначены для защиты от земного и шагового напряжений).

3) Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75×0,75 м.).

4) Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт).

5) Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита).

#### *Пожаро - и взрывоопасность*

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Пожаробезопасность кустовых площадок должна обеспечиваться рядом противопожарных мероприятий:

- Сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними.
- Выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции.
- Кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении.
- Используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок.
- Объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт.
- Предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы.
- Ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости.
- На кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами.

- Дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями.

- Конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность.

- Согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня  $0,4\text{А} \cdot \text{мин}$ .

- Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования.

- Основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 23).

Основные причины пожаров на производстве:

- Не соблюдение техники безопасности.
- Неосторожное обращение с огнем.
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации.
- Нарушения режимов технологических процессов.
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации.

Для устранения очагов возгорания территория где проводятся работы, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например, пожарный щит в состав которого входят следующие компоненты:

1. Ломы (для вскрытия дверей, окон и других конструкция).
2. Багры пожарные, крюки с деревянной рукояткой (для разборки и растаскивания горящих конструкций).
3. Вилы, лопаты (штыковые и совковые).
4. Емкости для воды и ящики для песка (для хранения средств тушения).
5. Ведра и ручные насосы (для транспортировки воды).
6. Кошма, асбестовое полотно (для накрытия очага возгорания).

В каждом здании должен устанавливаться оповещатель пожарный работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение.

Таблица 23 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон			Границы взрывоопасной зоны
		по ПУЭ		По ПБ 08-624-03	
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей		
Технологический блок, замерная установка	A	B-1a	ПА-Т1 ПА-Т3	1  1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть

					Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-Т3	1 2	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Таблица 24 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74



Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

*\*Примечание:*

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;  
Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;  
Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;  
Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;  
Зона 5 – частичное разрушение остекления.

#### *Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтедобычи*

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума.

2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком.

3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения.

4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями.

5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня.

6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром.

7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено.

8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта.

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

#### *Давление в системах работающих механизмов*

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица, достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- Осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата.
- Осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности.

- Убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов.

- Следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованиям в рабочем состоянии:

- Оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия.

- Оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана.

- Оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов.

- Обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

## **5.2 Экологическая безопасность**

Процесс эксплуатации скважин установками электроцентробежного насоса сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

### **Защита атмосферы**

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности системы сбора и контроль за воздушной средой на кустовой площадке для определения опасной концентрации газа. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- проверка оборудования на герметичность;

- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода  $\text{CO}_2$ ;

- контроль источников выброса на содержание окиси углерода  $\text{CO}_2$ , окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

### **Защита гидросферы**

Вторичное вскрытие пласта скважин при определённых условиях сопровождается:

- Загрязнением подземных вод химическим реагентами или нефтью при разливе;
- Бытовыми или твердыми отходами;
- Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при эксплуатации скважин продукты освоения (нефть, отработанная вода) необходимо собираться в передвижные металлические емкости по  $25 \text{ м}^3$  с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов через нагнетательную скважину ее необходимо промыть достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости производится в сборную емкость. Остатки реагентов собираются и доставляются в места утилизации или уничтожения.

### **Защита литосферы**

В процессе эксплуатации добывающей скважины возможно повреждение или корродирование подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- подбор оптимального типа полимера;
- контроль за герметичностью оборудования.

### **5.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду**

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- Закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва.
- В случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей.
- Площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД.
- По периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора.
- На каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

- Ликвидировать источник разлива нефти.
- Оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации.

- Локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение.
- Собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовых площадках месторождения:

- Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением.
- Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину.
- Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ с установками электроцентробежного насоса включают в себя следующие ключевые моменты:

- Работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией.
- В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.
- При закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.

- Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.
- При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ.
- Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

#### **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Все работы должны выполняться в строгом соответствии с:

- Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности - № ПБ 08-624-03, введенные в действие постановлением Госгортехнадзора № 56 от 05.06.2003года.
- Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) – утверждено Министерством энергетики Российской Федерации приказом № 204 от 8 июля 2002 года, дата введения 01.01.2003 года.
- Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей – ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00, утверждены постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 05.01.2001г № 3 и приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 27.12.2000 года № 163, введено в действие 01.07.2001 года.

Работы с установками электроцентробежного насоса проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

### **Вывод**

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время главная роль в добычи нефти на «Х» месторождении принадлежит фонду скважин, оборудованному УЭЦН. Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости.

Таким образом, контроль эффективности и повышение надежности установок электроцентробежных насосов является залогом стабильности добычи нефти на «Х» нефтяном месторождении.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технологии оптимизации технологических параметров скважин и даны рекомендации по подбору наиболее оптимальных. В результате были сформулированы выводы по повышению надежности работы УЭЦН.

Повышение значений МРП и ННО УЭЦН на месторождении будет зависеть от выбора оптимальных технологических параметров работы, в настоящее время на промысле, реализуется комплекс мероприятий по борьбе с осложняющими факторами, внедрение износостойкого оборудования. Применением в работе перспективных методов борьбы с осложняющими факторами. В целом, применение механизированной добычи для условий «Х» месторождения является оптимальным способом подъема жидкости в скважинах. Дальнейшая стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при расширении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с продуктивностью скважин и уточненными физико-химическими свойствами флюидов, расширении использования износостойкого оборудования, а также в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

Также была рассчитана дополнительная выручка, полученная компанией за счет смены погружного оборудования. На месторождении с помощью данной технологии оптимизации удалось увеличить дебит нефти на 16,2 т. в сутки, что составляет 6100,2 т. годового прироста. За счет снижения себестоимости и увеличения добычи нефти условно-годовая экономия составила 1859117,94 руб., что дает прирост прибыли 9354879,18 руб./год.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению. При обслуживании УЭЦН происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Повышение эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в наклонных и обводненных скважинах / Р.И. Вахитова. – г. Уфа, 2006. – 114с.
2. О предельном газосодержании на приеме электроцентробежного насоса / А.А. Гареев. // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтепромыслового комплекса». – 2009. - № 2. – С. 21-25.
3. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН / В.Н. Ивановский, Ю.А. Сазонов, А.А. Сабилов, Н.Н. Соколов, Ю.А. Донской. //– М.: «Территория Нефтегаз». - 2008. - №5. – С.21-33.
4. Анализ влияния геологических факторов на аварийность УЭЦН / А.А. Ишмурзин, Р.Н. Пономарев // ЭНЖ «Нефтегазовое дело». - 2008. - № 4. – С.10-15.
5. Технология эксплуатации скважин электроцентробежными насосами при повышенном газосодержании / С.А. Костенюк, А.И. Подъяпольский // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2010. - №1. – С. 98-99.
6. Механизированная добыча нефти / К.Р. Уразаков. - Уфа: «Нефтегазовое дело», 2010. – 329с.
7. Повышение эффективности насосной эксплуатации малодебитных скважин / В.А. Молчанова. – Уфа, 2010. – 125с.
8. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здолик, М.М. Нагуманов. – СПб: ООО «Недра», 2012. – 672с.
9. Б.Б. Квеско “Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 2001 г., 107 с. 76
10. В.Г. Крец, Л.А. Саруев «Оборудование для добычи нефти». Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г., 123 с.
11. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12 ГОЧС, 2014г.

12. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.
13. Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5).
14. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
16. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
17. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
20. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
21. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
24. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
25. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.